



Jorge Paulo Cabral Júnior

Recursos energéticos distribuídos numa rede elétrica – um estudo de caso

Dissertação do Mestrado em Engenharia
Eletrotécnica e de Computadores - Ramo de
Energias Renováveis e Sistemas de Potência

Júri

Presidente: Prof. Doutor José Henrique Querido
Maia, Escola Superior de Tecnologia de Setúbal,
Instituto Politécnico de Setúbal

Orientador: Prof. Doutor José Luís Estrelo Gomes
de Sousa, Escola Superior de Tecnologia de
Setúbal, Instituto Politécnico de Setúbal

Vogal: Prof.^a Doutora Dulce Helena Pereira Costa,
Escola Superior de Tecnologia de Setúbal, Instituto
Politécnico de Setúbal

Agradecimentos

Gostaria de deixar aqui expresso os meus mais profundos e sentidos agradecimentos a todos aqueles que deram a sua contribuição para que esta dissertação fosse realizada.

Agradeço ao docente Doutor José Luís Estrelo Gomes de Sousa por todo o apoio e disponibilidade concedidos durante a realização da presente dissertação.

À Direção e ao corpo docente da Escola Superior de Tecnologia de Setúbal pela disponibilidade e empenho demonstrados ao longo do meu percurso académico.

À minha família, pois tudo isto foi possível graças ao esforço e dedicação que sempre tiveram.

A todos os meus colegas e amigos do Instituto Politécnico de Setúbal, que me acompanharam durante todo esse percurso.

Resumo

A redução das emissões de CO₂ na atmosfera, requer apostas em soluções sustentáveis, sendo uma delas a integração de energias renováveis variáveis (ERV) na rede. A transição para sistemas em que existe forte penetração de ERV, exige o aumento de flexibilidade do sistema elétrico. Um dos requisitos para garantir essa flexibilidade, é o armazenamento de energia. O armazenamento de energia permite mitigar vários problemas na rede, entre eles, a *duck curve*. Foi realizado o estudo sobre o impacto do armazenamento no diagrama de carga da subestação São João, em Coimbra, na presença de geração fotovoltaica e eólica. Os resultados obtidos permitiram concluir que o armazenamento de energia, é um requisito necessário para que o sistema elétrico tenha flexibilidade, após a penetração da geração fotovoltaica distribuída. O armazenamento através da geração eólica na rede, pode auxiliar na redução da rampa do consumo durante o final do dia. Com este método, foi possível diminuir o efeito *duck curve*, através do *peak shaving*. A maioria da energia eólica armazenada foi durante o dia, em que existe consumo reduzido na rede, devido à massiva geração fotovoltaica. Quanto maior for a geração eólica, nos períodos de baixo consumo, maior é a necessidade do armazenamento.

Palavras-chave: Flexibilidade, energias renováveis variáveis, geração fotovoltaica, geração eólica, armazenamento, duck curve, peak shaving, redução da rampa, consumo, diagrama de carga

Abstract

The reduction of carbon pollutions requires betting on sustainable solutions, one of them is the integration of variable renewable energies (VRE) in the grid. The transition to systems where there is a higher penetration of VRE, requires increased power system flexibility. One of the requirements to ensure this flexibility is energy storage. Energy storage enables mitigate several problems on the grid, including the duck curve. The study of the impact of storage on the load diagram of the São João substation, in Coimbra, in the presence of photovoltaic and wind production was carried out. The results obtained allowed to conclude that the storage of energy, is a necessary requirement for the electrical system to have flexibility, after integration of distributed photovoltaic production. Wind production and storage system can help reduce the ramp consumption during the end of the day, where there is no photovoltaic production. It was possible to decrease the effect caused by duck curve, through peak shaving. Most of the wind energy stored was during the day, when the consumption in the grid is low, due massive photovoltaic production. Increased wind production requires increased storage capacity.

Keyword: Flexibility, variable renewable energies, photovoltaic production, wind production, storage, duck curve, peak shaving, ramp reduction, consumption, the load diagram

Índice

Agradecimentos	iii
Resumo	iv
Abstract	v
Índice	vi
Lista de Figuras.....	ix
Lista de Siglas e Acrónimos.....	x
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1. Enquadramento e Motivação	2
1.2. Objetivos	5
1.2.1. Objetivo geral	5
1.2.2. Objetivos específicos.....	5
1.3. Estrutura da dissertação	5
Capítulo 2	6
Estado de Arte.....	6
2.1. Flexibilidade	6
2.1.1. Conceito da flexibilidade	6
2.1.2. Medição da flexibilidade	7
2.1.3. As necessidades da flexibilidade operacional.....	7
2.2. Flexibilidade e a integração da geração renovável distribuída e do armazenamento.....	8
2.2.1. Geração Renovável distribuída	9
Geração Fotovoltaica	12
Geração Eólica	15
2.2.2. Armazenamento de ERV.....	16
Tecnologias existentes para o armazenamento de energia	17
Armazenamento de energia em Portugal.....	20
Soluções Existentes	22
Tendências Mundiais.....	22

Capítulo 3	23
Recursos energéticos distribuídos numa rede elétrica – um estudo de caso	23
3.1. A energia solar e eólica em Coimbra	24
3.1.1. A energia Solar	24
3.1.2. Duck curve.....	24
3.1.3. A energia eólica.....	26
3.1.4. Corte de Ponta	27
3.2. Implementação do sistema em estudo	28
3.2.1. Diagrama de Carga	29
3.2.2. Máxima potência que a rede fornece à carga	29
3.2.3. Diagramas de geração	30
Geração fotovoltaica (Ppv)	30
Geração eólica (Peo).....	32
3.2.4. Estado de carga da bateria (SOC)	33
3.2.5. Fluxogramas do algoritmo do sistema	35
3.3. Modelo em MatLab/Simulink.....	40
3.3.1. O Potencial armazenamento.....	40
3.3.2. Sistema com armazenamento de energia.....	40
Condições do Carregamento e da Descarga	41
Validação da Potência de Carregamento / Descarga	43
Conversão de potência.....	44
Controlo de bateria (armazenamento de energia e o estado de carga)	45
3.4. Simulação e Análise de resultados	45
3.4.1. Integração do geração fotovoltaica	46
3.4.2. Integração do geração eólica na rede.....	48
3.4.3. Integração do SAE	50
Conclusões.....	56
Trabalhos futuros	57
Bibliografia.....	58
Anexo 1	A

Dados SAE	A
-----------------	---

Lista de Figuras

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Soluções existentes de SAE.....	22
Tabela 2 – Condições matemáticas para carregamento.	41
Tabela 3 – Condições matemáticas para descarregar a bateria.	42
Tabela 4 – Potencial armazenamento da geração eólica na rede.	49
Tabela 5 – Especificações técnicas do SAE.....	50
Tabela 6 – Integração do SAE na presença de PV e eólica.....	51
Tabela 7 – Resultados da simulação da integração do SAE na presença de PV e eólica, com níveis diferentes de penetração.	53

Lista de Siglas e Acrónimos

DC	Diagrama de Carga
ERV	Energia Renovável Variável
FER	Fontes de Energia Renováveis
IEA	Agência Internacional de Energia
NDC	Diagrama de Carga na presença de geração fotovoltaica
OECD	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico
R	Índice de carga a ser alimentada pelo sistema Energia Renovável Variável
SAE	Sistema armazenamento de Energia
SEE	Sistema Elétrico de Energia
senal	Sinal para Carga ou Descarga
PV	Fotovoltaica
VE	Veículo Elétrico

Lista de Símbolos

ρ Densidade do ar medida em kg/m^3

η Rendimento

Capítulo 1

Introdução

A presente dissertação destina-se à prestação de provas para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Escola Superior de Tecnologia de Setúbal, do Instituto Politécnico de Setúbal.

Este primeiro capítulo está subdividido em 3 partes:

- Enquadramento e Motivação;
- Objetivos;
- Estrutura da dissertação.

1.1. Enquadramento e Motivação

A importância da energia elétrica é indiscutível na sociedade, é a base da evolução tecnológica. As preocupações a nível mundial com as reservas dos combustíveis fósseis e com as emissões do CO₂ na atmosfera resultantes da sua utilização, têm vindo a despertar fortes interesses em energias renováveis. Durante 10 anos (1990 - 2000), a contribuição da hidroelétrica e da biomassa tiveram uma forte influência no crescimento das energias renováveis. A Figura 1 demonstra que nos 18 anos seguintes (2000-2018) houve um grande avanço na penetração das energias renováveis nos países integrantes da OECD, particularmente energia solar fotovoltaica e eólica, com crescimentos médios anuais de 40,1% e 19,9%, respetivamente. Na terceira posição, surge o biocombustível líquido (16,7%), seguido de biogás com 8%, e solar térmico (5,6%). Os “outros”, na figura, incluem a geotérmica, a hidroelétrica, e outras formas de energias renováveis não mencionadas [1].

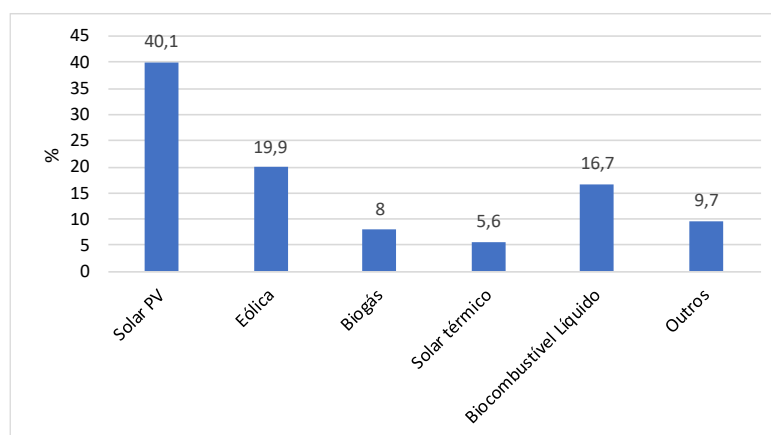


Figura 1 – Crescimento anual a nível mundial da penetração renovável nos países OECD, de 2000 até 2018, adaptado do [1].

Atualmente existe uma tendência global de promoção do uso de fontes de energia renováveis (FER), principalmente energia eólica e solar, em detrimento das fontes de origem fóssil. Muitos países estabeleceram metas ambiciosas para a integração das FER [2], sendo esta uma das medidas para a mitigação dos problemas ambientais resultantes da utilização de energia.

Os esforços para alcançar o objetivo de redução das mudanças climáticas e da dependência dos combustíveis fósseis, estimulam investimentos em fontes de energia renovável variáveis (ERV). De acordo com a UE, até 2050, a redução de emissão de CO₂ deverá atingir 80 a 95%, relativamente ao ano 1990. Para o ano 2030, as previsões para a redução de CO₂ deverão ser suportadas por um crescimento das energias renováveis de 30 % no consumo bruto final de energia. O objetivo para os países europeus é criar mecanismos que permitam reduzir os custos das energias renováveis, através da investigação, da industrialização da cadeia de produção, de

políticas e regimes de apoio mais eficientes. As energias renováveis irão assumir uma posição principal na matriz energética dos países da Europa. Esta evolução exige mudanças políticas que promovam desenvolvimentos tecnológicos associados às energias renováveis [3].

A transição para um sistema elétrico de energia (SEE) onde a maior parte da energia é fornecida por FER, requer maior flexibilidade do sistema. Devido à produção distribuída de energia, o trânsito de energia passou de unidirecional para bidirecional.

As condições climáticas influenciam a geração de energia através de FER, sobretudo a geração fotovoltaica e a eólica. As irregularidades da irradiância e da velocidade do vento, caracteriza-as de variáveis e incertas. Embora a integração desses sistemas seja progressiva, do ponto de vista do operador do SEE, é um grande desafio equilibrar a geração e o consumo de energia em tempo real [2]. A Figura 2 apresenta o exemplo da geração eólica durante um ano, que depende da variabilidade do vento, às vezes imprevisível.

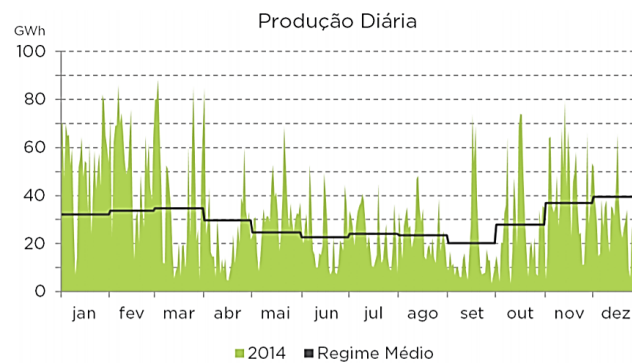


Figura 2 – Geração eólica em Portugal (REN, 2014).

Quanto à geração fotovoltaica, normalmente existe maior geração durante o dia, devido à disponibilidade da irradiância solar. A geração também pode ser condicionada pelo sombreamento devido à passagem de nuvens, ou de outro tipo de objeto, e pela temperatura. A Figura 3 ilustra o diagrama de geração fotovoltaica em Portugal, no ano 2017. Nota-se que existem diferenças de geração entre os meses, que para além da sazonalidade, poderá ter sido afetada por sombreamento.

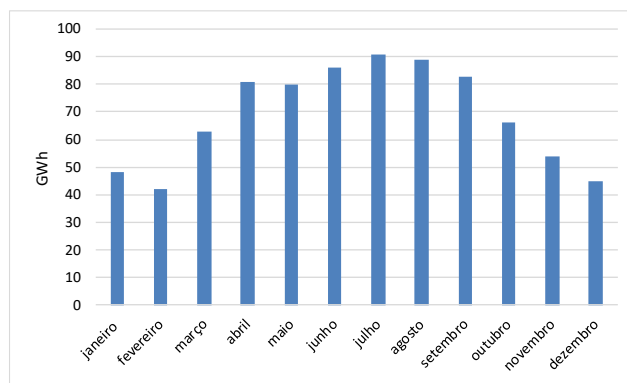


Figura 3 – Geração fotovoltaica em Portugal (DGEG, 2017).

De forma a aumentar o aproveitamento da energia gerada por estas fontes intermitentes, na sequência dos comportamentos ilustrados na Figura 2 e na Figura 3, os SEE necessitam de aumentar a sua flexibilidade. A falta de flexibilidade pode diminuir a resiliência do SEE, criar perdas significativas de energia produzida, ou criar a instabilidade na rede elétrica. É importante referir que, os SEE já predisõem de uma certa flexibilidade, para gerir a variabilidade e a incerteza previstas no despacho, mas as exigências podem aumentar com a integração das ERV. Para aumentar ou manter o sistema flexível, é necessário conjugar a geração renovável variável sistemas de armazenamento de energia (SAE) [6].

Os SAE podem ser utilizados para mitigar a intermitência e a variabilidade da geração ERV, ou atender à procura em caso de falha na geração, através armazenamento de excedente produzida, proporcionando desta forma maior flexibilidade ao SEE [4]. A Figura 4 ilustra as diferentes formas de armazenamento de energia excedente. Pode ser aproveitada para bombagem (hidroelétrica reversível), pode ser armazenada em forma de calor (ar comprimido), pode ser usada para carregar as baterias elétricas, inclusive dos veículos elétricos, ou na produção de hidrogénio para células de combustível estacionárias [5].

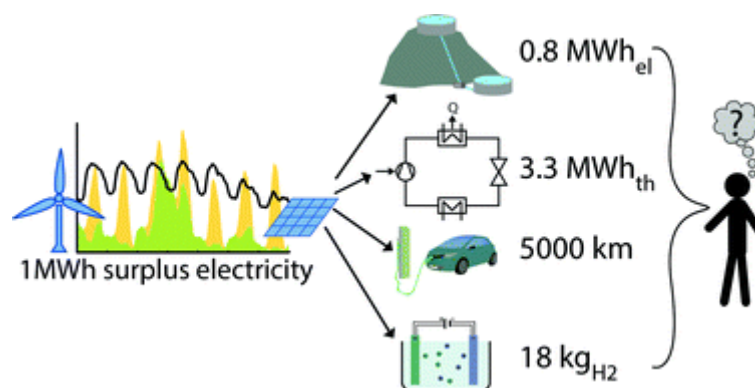


Figura 4 – Diferentes formas de armazenamento de energia [4].

Austrália, Irlanda, Espanha e Estados Unidos, são exemplos de países que introduziram reformas e regulamentos de mercado que impulsionam a flexibilidade do SEE, após a introdução de ERV. Nos Estados Unidos, investimentos inovadores para modernização de centrais convencionais existentes e a integração de SAE, permitiram melhorar flexibilidade do SEE [7]

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo geral

A presente dissertação visa estudar o papel do armazenamento para minimizar as rampas do final do dia que resultam da presença de geração fotovoltaica distribuída, na rede elétrica. Foi também estudado a influência que a geração eólica poderá ter no funcionamento destes sistemas.

1.2.2. Objetivos específicos

- Definir a importância da flexibilidade no SEE e a penetração da geração de ERV;
- Simular a integração da geração de ERV na rede;
- Simular a redução das rampas do final do dia, através do sistema de armazenamento de energia.
- Analisar os resultados obtidos.

1.3. Estrutura da dissertação

Para além do primeiro capítulo, capítulo introdutório, esta dissertação contempla mais três capítulos, bibliografia e anexos.

No segundo capítulo, referente ao estado da arte, são descritos a importância da flexibilidade e os seus requisitos no SEE; a integração das energias renováveis e do armazenamento na rede; e o aumento da flexibilidade do SEE através da geração renovável.

O terceiro capítulo trata-se do caso estudo da dissertação, onde é detalhado o tema em estudo, a implementação do algoritmo do modelo, a realização de simulações de cenários diversos, e a análise dos resultados obtidos.

A dissertação termina com um capítulo em que são apresentadas as conclusões tiradas do presente estudo, uma secção com as referências bibliográficas e os anexos.

Capítulo 2

Estado de Arte

A Integração das energias renováveis de características intermitentes na rede elétrica implica mudanças nos SEE. No presente capítulo, serão abordados os principais fatores responsáveis dessa mudança, que são: a geração distribuída e o armazenamento de energia.

2.1. Flexibilidade

Foi visto no capítulo anterior que, a penetração das centrais fotovoltaicas e eólicas cria a necessidade de introduzir na rede elétrica sistemas que permitam minimizar as perdas de energia e as perturbações resultantes da intermitência característica destas. É necessário classificar as potenciais fontes de flexibilidade, e evidenciar quais ações são realmente necessárias para garantir que os futuros SEE tenham a flexibilidade necessária, para responderem à variabilidade da geração de ERV e das cargas [8].

2.1.1. Conceito da flexibilidade

A definição da flexibilidade é ampla. Existem diferentes formas de abordagem da flexibilidade, encontradas em diversos estudos [8,9]. Seguem alguns exemplos:

Nos sistemas de energia, a flexibilidade é a capacidade de se adaptar às variações, proporcionando eletricidade de forma segura, confiável, acessível e de forma ambientalmente responsável [10].

A flexibilidade é abordada a nível das centrais elétricas (convencionais), como a capacidade de modificação dos níveis de geração através do operador de SEE, respondendo de forma suficientemente rápida às variações de carga e aos desvios entre os valores previstos e os reais.[11]

Também é definida como “o potencial da capacidade a ser inserida dentro de um determinado período de tempo para responder às alterações na rede elétrica”. [12]

É vista pela a IEA como a capacidade que o SEE tem para lidar de forma confiável com variabilidade do preço da energia, e a incerteza da procura e da oferta, garantindo a estabilidade instantânea, e reforçar a segurança do SEE a longo prazo [13].

De facto, a flexibilidade do SEE é um conceito muito mais amplo, pois abrange todos os recursos do SEE que possibilitam a gestão da variabilidade e da incerteza do sistema. A variabilidade e a incerteza definem os desafios operacionais de um SEE. Variabilidade relaciona-

se com aumentos e diminuições da procura ou da geração de ERV, enquanto que a incerteza é a incapacidade de prever devidamente o consumo futuro ou outras condições da rede [14].

Existem quatro recursos principais do SEE que proporcionam a flexibilidade, que são: as centrais de geração (convencional e ERV); as redes de energia elétrica; o armazenamento de energia; e a procura. As centrais de geração convencionais, as redes de energia elétrica, e a energia armazenada através da hidroelétrica reversível (armazenamento por bombagem), têm sido tradicionalmente as principais fontes de flexibilidade. Entretanto, com a integração de ERV e armazenamento elétrico, esses recursos de flexibilidade podem trabalhar em conjunto, para aumentar a flexibilidade do sistema, de uma forma económica, confiável e ambientalmente correta [15].

Na perspetiva da presente dissertação, e tendo em conta as definições referenciadas [10,11,12,13], a flexibilidade será relacionada com a capacidade de lidar com a variação da carga, e com as incertezas na geração de energia renovável, de forma segura, acessível, e ambientalmente responsável. A carga a ser atendida é uma parte do consumo total, através da geração renovável e do armazenamento de energia.

2.1.2. Medição da flexibilidade

A medição da flexibilidade é uma tarefa complexa. Existem inúmeras abordagens sobre a medição da flexibilidade, contudo, um único número não é um indicador adequado para caracterizar os requisitos da flexibilidade. É recorrente seguir o raciocínio contrário, ou seja, identificar os sinais da inflexibilidade, da necessidade de flexibilidade que já são perceptíveis. Como por exemplo: perda de energia na rede, excesso de geração de ERV, entre outros [16].

2.1.3. As necessidades da flexibilidade operacional

Para a IEA, entender as necessidades de flexibilidade, assim como os mecanismos para atendê-las, requer agrupar os seus requisitos tendo em conta ao tempo de resposta (*Curto, Médio, e Longo prazo*). Curto prazo varia de milissegundos a horas, onde as necessidades de flexibilidade são definidas como a capacidade que o SEE tem para gerir problemas relacionados com tensão e frequência. O *Médio prazo* varia de horas para dias. Por último, *Longo prazo*, que varia entre dias a anos, a necessidade da flexibilidade nesse caso está ligada à capacidade de recursos disponíveis e dos fatores sazonais [13].

Segundo o *North American Electric Reliability Corporation* (NERC), para compreender as necessidades da flexibilidade, é preciso compreender o desequilíbrio entre a oferta e a procura, que dependem de uma série de características que devem ser consideradas e agrupadas de seguinte forma:

Magnitude – relaciona-se com capacidade dos recursos necessários para responder aos eventos, ligados diretamente à flexibilidade incremental ou o contrário, e que depende do aumento ou diminuição do consumo, e da disponibilidade ou indisponibilidade das centrais;

Resposta da rampa – é taxa de variação da carga e a sua previsibilidade. Deve ser grande, o razoável para atender as variações no SEE;

Frequência – representa o número de vezes que os eventos de diferentes magnitudes ocorrem;

Recursos Flexíveis – os meios flexíveis disponíveis, permitem dar melhor resposta para SEE, determinam a capacidade da resposta [17].

O rápido crescimento da ERV, as restrições de geração das centrais convencionais e o desmantelamento das mesmas (Ex: centrais nucleares, ou que funcionam a carvão), a atitude do consumidor face à adesão a medidas energeticamente eficientes, compra de veículos elétricos, edifícios com autoconsumo, entre outras, podem provocar variações acentuadas no diagrama de carga [18]. A falta de flexibilidade pode originar problemas na penetração de níveis impostos de energia renovável, e aumentar os custos operacionais da rede. Uma alternativa para resolução desse problema seria a redução da presença de energias renováveis variáveis no SEE, contudo, esta solução comprometeria os objetivos para o comprimento das metas traçadas como parte da política energética. Em Portugal existe o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER 2020), que visa atingir 31% da participação de energias renováveis no consumo bruto de energia até 2020.

2.2. Flexibilidade e a integração da geração renovável distribuída e do armazenamento

A relação existente entre a geração distribuída de energia renovável e a flexibilidade tem recebido atenção considerável nos últimos anos [9]. A integração das energias renováveis é considerada um passo fundamental para criação de sistemas ambientalmente amigáveis, menos dependentes de combustíveis fósseis. Diversos estudos apontam que a redução da emissão do carbono pode ser obtida através do aumento do uso em particular da energia solar e eólica, sendo recursos naturais renováveis. Não obstante, a geração de energias renováveis através do sol e do vento é incerta, logo não são despacháveis. Além o excesso de energia produzida através desses recursos pode provocar problemas na rede, uma das alternativas pode ser a exportação do excedente, o que pode ser economicamente menos benéfico [19]. Nessa perspectiva, inclusão do armazenamento de energia pode ser uma alternativa que convém avaliar. Um SAE tem a capacidade de carga e descarga flexíveis, que podem ser ajustadas de acordo com os requisitos pretendidos para suporte da rede. A evolução das tecnologias de armazenamento de energia e a eletrónica de potência, transformaram o SAE num recurso viável,

para a mitigação dos problemas com a variação de geração [19]. Também fornece outros benefícios ao SEE. O armazenamento tem um papel muito importante na penetração de ERV, baseado na interação entre o sistema e o perfil de carga a ser satisfeito [20].

A Figura 5 representa a flexibilidade existente no SEE, e as novas fontes da flexibilidade na presença de geração de ERV na rede. A potência total fornecida pelos sistemas convencionais poderá ser reduzida, à medida que a geração renovável aumenta [20]. Há muitos anos, a flexibilidade do SEE é fornecida pelos centrais convencionais. Para a maioria de SEE, a penetração de ERV resulta no que se pode traduzir como “insuficiência de flexibilidade”, uma vez que a integração de ERV na rede reduz a participação dos centrais convencionais na alimentação das cargas, o que reduz a flexibilidade do sistema. Por outro lado, a incerteza e variabilidade, das fontes ERV aumentará a necessidade de flexibilidade, que deve ser preenchida por novos requisitos de flexibilidade, conforme apresentado na Figura 5, sendo um deles o armazenamento da ERV [16].

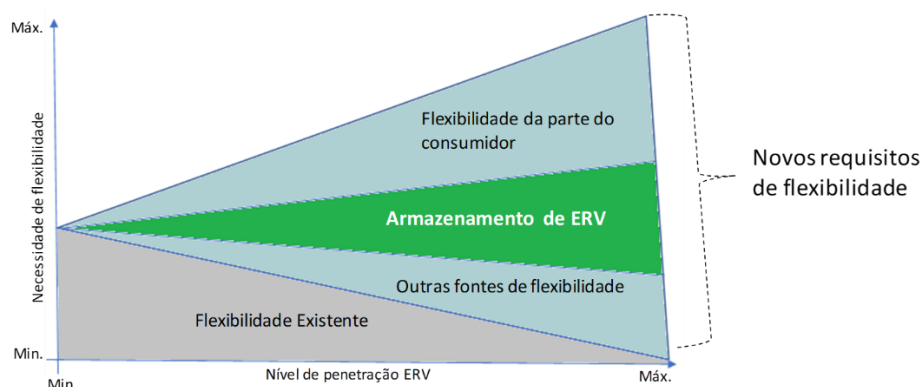


Figura 5 – A crescente lacuna de flexibilidade [16].

2.2.1. Geração Renovável distribuída

Em 2023, a integração de fontes renováveis no consumo de energia mundial deverá aumentar um quinto (12,4%) (IEA, 2018). As renováveis passarão a assumir 30% da procura, 6% acima do valor registado em 2017. Essa evolução será liderada pela geração fotovoltaica, eólica, hidroelétrica. É importante referir que, a hidroelétrica continuará sendo a fonte com maior participação no consumo de eletricidade até essa data, na segunda posição surge a eólica, de seguida a fotovoltaica [21].

A tendência de redução do custo da tecnologia ERV é cada vez mais evidente. As ERV serão, num futuro mais ou menos próximo, as fontes de energia mais económicas a nível mundial. Os custos dos módulos fotovoltaicos e dos geradores eólicos nos últimos anos, reduziram significativamente, tornando ERV mais barata em todo o mundo. Essas reduções de custos devem-se à constante evolução tecnológica, incluindo maior eficiência de módulos fotovoltaicos solares e turbinas eólicas. Simultaneamente, também existe a redução global do

custo de ERV, que se deve às leilões competitivos de ERV [13]. A energia solar fotovoltaica pode tornar-se na fonte mais barata nos países como Portugal, onde a incidência solar é frequente. Também a nível mundial, sofreu reduções no preço médio bastantes significativas e mais rápidas, em relação a energia eólica. Quanto à eólica, a geração *offshore* teve a redução mais notável em relação a geração *onshore* (Figura 6) [6].

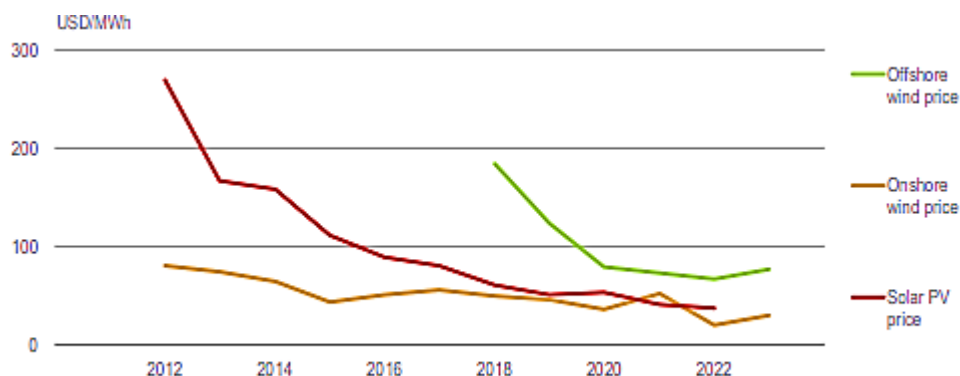


Figura 6 - Preço médio do leilão por ano da energia eólica e solar fotovoltaica, 2018 [6].

A integração da ERV no SEE origina uma série de desafios. A IEA desenvolveu uma forma de caracterizar os impactos dessa integração em 6 fases [13]. As principais características e desafios nas diferentes fases da integração do sistema são apresentadas na Figura 7.

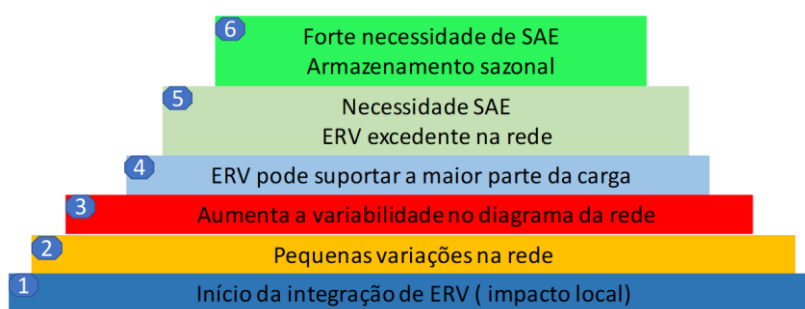


Figura 7 – Fases de Integração de ERV e os seus desafios [6].

Fase 1: é o início da integração, em que a capacidade instalada não é relevante no SEE, tendo apenas um impacto local.

Fase 2: nesta fase, o impacto começa a ser perceptível na rede, à medida que as centrais de ERV vão sendo instaladas. O sistema existente ainda é capaz de responder às variações que vão surgindo devido a integração dessas centrais, embora exista pequenas mudanças no sistema.

Fase 3: já são evidentes as mudanças na rede, existe maior variabilidade no diagrama da rede. Esta é a fase em que existe uma penetração bastante considerável no SEE e em que se verifica a necessidade da flexibilidade operacional no SEE.

Fase 4: chega a fase em que a estabilidade se torna relevante. A energia produzida através da ERV pode suportar a maior parte da carga durante períodos de consumo reduzido. As centrais convencionais passam a funcionar com restrições de tempo, abrindo espaço para as de ERV. Do ponto de vista do operador da rede, o sistema tem que ser capaz de reagir às perturbações na rede.

Fase 5: Com o aumento significativo das centrais de geração de ERV, a geração poderá exceder o consumo e consequentemente poderá haver energia excedente na rede. A utilização de sistemas de armazenamento, a mudança das cargas para períodos de alta geração, ou exportação através das redes de interconexão, podem ser soluções para o problema. Neste nível, existe a possibilidade de o consumo total ser suportado pela ERV, sem as intervenções de centrais convencionais.

Fase 6: Esta fase é caracterizada pela forte necessidade de SAE, o nível de geração é superior do que da fase 5, a ERV passa a ter capacidade de alimentar as cargas, por períodos superiores a uma semana. [6].

De acordo com a Figura 8, em 2017, nenhum país atingiu o nível 5 e 6, existem muitos países que estão em via de transição para fase 3 e 4, a maioria encontra-se nas duas primeiras fases. Portugal encontra-se na fase de investimento em flexibilidade (fase 3). Não obstante, em países de maior dimensão como a China que se encontra numa fase moderada, existem algumas das suas regiões que já enfrentaram problemas associados às fases mais avançadas.

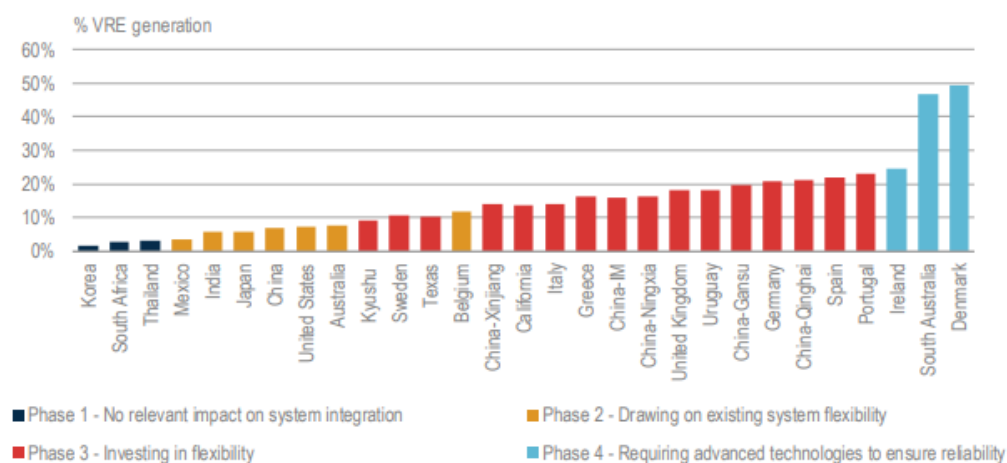


Figura 8 – Fases de integração de ERV em alguns países [6].

Geração Fotovoltaica

Como referido na secção anterior, o crescimento rápido dos aproveitamentos para geração de energia elétrica a partir da energia solar fotovoltaica é estimulado pela redução de custos e aumento de interesse em fontes de energias renováveis.

Em 2018, estima-se que, a geração da energia fotovoltaica a nível mundial aumentou 30%, atingindo 570 TWh. A China e os EUA são os países com maior potência instalada, com 44,4 GW e 10,6 GW, respetivamente [13].

Geração Fotovoltaica em Portugal

A eletricidade produzida através do aproveitamento da energia solar, tem sido uma das apostas para redução das emissões de CO₂ associadas à geração de energia elétrica. A geração fotovoltaica em Portugal no ano 2018, foi de 935 GWh, representando um aumento de 11% relativamente ao ano anterior. Em relação ao ano 2019, até junho, foram produzidos 749 GWh (DGEG, 2019).

Em relação a alguns países da UE, a integração da produção fotovoltaica na geração bruta de eletricidade, cresce a um ritmo lento. A Figura 9 representa graficamente os níveis da integração da geração fotovoltaica em alguns países da Europa, liderada por Malta, Itália, e Alemanha, respetivamente.

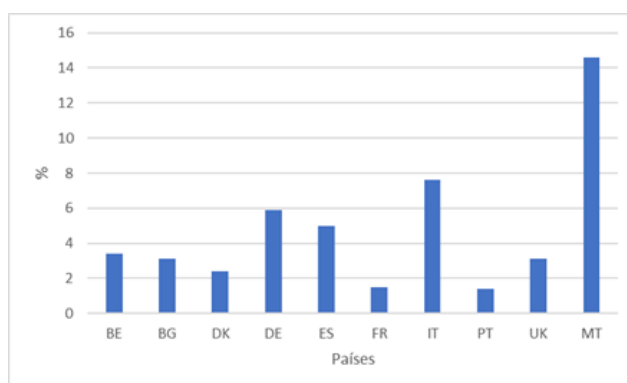


Figura 9 – Nível de penetração fotovoltaica em alguns países da UE, 2016 [23].

De acordo com a Figura 10, pode-se constatar que o crescimento significativo da energia solar fotovoltaica em Portugal, iniciou a partir 2005. Cinco anos depois, cresceu quase 100%, relativamente à energia produzida em 2005. O crescimento manteve-se, mas a um ritmo brando, entre 2015 e 2018, cresceu 22%. Ao analisar os últimos 18 anos, o período com maior crescimento de energia fotovoltaica foi entre 2005 e 2010, Figura 11.

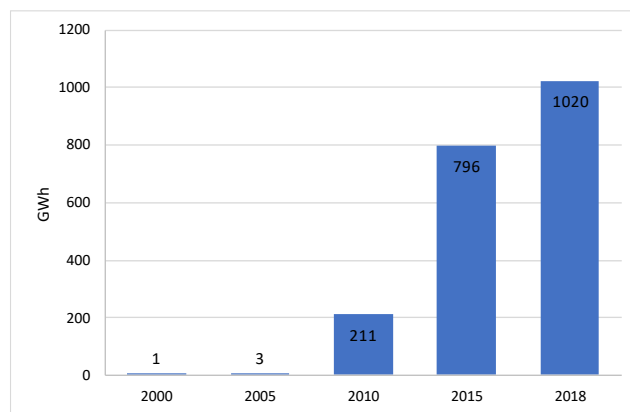


Figura 10 - Geração de energia solar fotovoltaica, Portugal 2000-2018 [24].

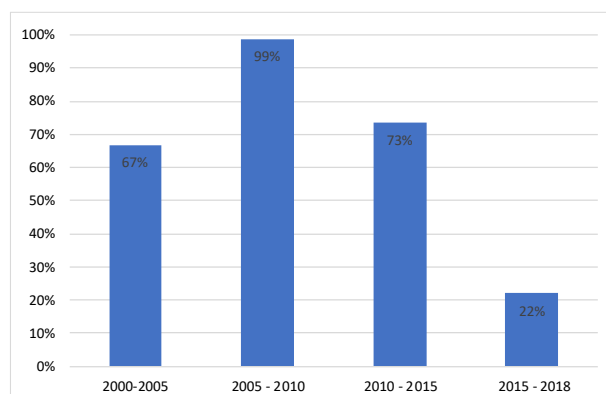


Figura 11 – Crescimento da energia fotovoltaica, em %, Portugal 2000-2018 [24].

Embora seja um dos países da Europa com maior número de horas de sol, a potência instalada do solar fotovoltaico apenas representa cerca de 5% do mix de geração renovável (Figura 12).

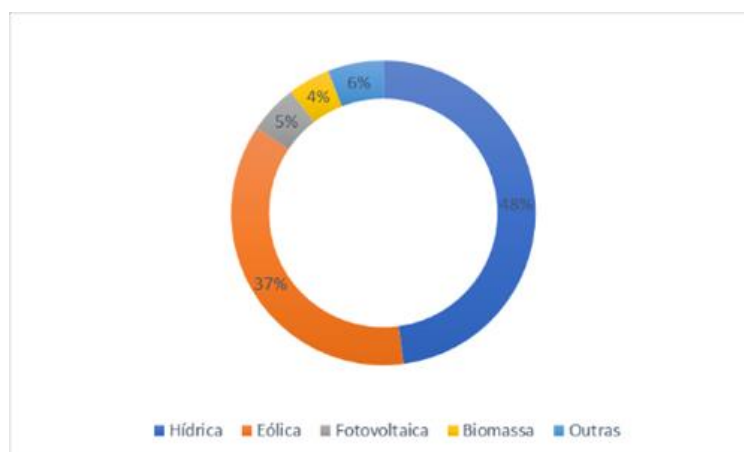


Figura 12 – Mix energético renovável – DGEG, 2017.

Nos países como a Alemanha ou Reino Unido, a potência instalada é extremamente superior à capacidade de geração em Portugal, apesar da incidência solar nesses países ser cerca de duas vezes inferior à realidade portuguesa. Essa desproporção também se verifica com a Grécia, um país com uma realidade mais próxima da situação portuguesa, no que diz respeito às condições climáticas, à área territorial, e à situação económica. A Grécia tem, contudo, uma potência fotovoltaica instalada quase 6 vezes superior à de Portugal (Figura 13) [25].

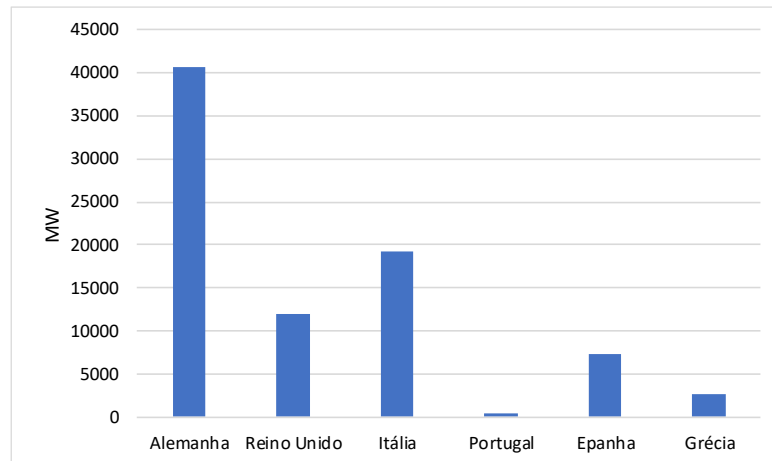


Figura 13 – Capacidade fotovoltaica instalada em 2016, em alguns países da EU [23].

A potência fotovoltaica instalada em Portugal é de 585 MW (DGEG, 2017), relativamente à Alemanha e ao Reino Unido, essa potência é 100 e 20 vezes inferior, respetivamente. Não obstante, em Portugal, a taxa de incorporação de energias renováveis no consumo de eletricidade é de 54,17%, é o quinto país da UE com maior integração das energias renováveis, isso deve-se principalmente à contribuição da hídrica e da eólica [22]. Existe assim uma grande potencial de crescimento da energia solar fotovoltaica, o que se apresenta como oportunidade de negócio importante.

Geração Eólica

A nível mundial, a capacidade instalada em 2017 aumentou 11%, atingindo 539,1 GW (18,8 GW *offshore* e 520,3 GW *onshore*) [26]. Assim, a geração de eletricidade eólica *onshore* deverá aumentar quase 65% até 2023, liderada pela China, seguido pelos Estados Unidos, Europa e Índia. Também está previsto o aumento rápido da geração *offshore*, entre 40% a 55%, liderada pela UE e a China, respetivamente. A instalação dos geradores eólicos no mar tem maior vantagens de produção, maior potencial energético em relação a *onshore*, devido à disponibilidade constante e à menor rugosidade do vento no mar do que na terra. Contudo, os custos de produção *offshore* é superior em relação aos custos de produção *onshore*. Com a evolução tecnológica os custos de investimento em parques eólicos *offshore* podem diminuir [27].

Geração Eólica em Portugal

No ano 2017, a geração de energia eólica atingiu 12248 GWh (DGEG, 2017). Em Portugal, ao contrário da geração solar fotovoltaica, a realidade da geração de eletricidade a partir da energia eólica é diferente. O investimento nessa área permitiu ao país tornar-se líder Europeu, no que respeita à integração da geração eólica no consumo final de energia, superando países como a Alemanha, a Espanha, ou o Reino Unido (Figura 14).

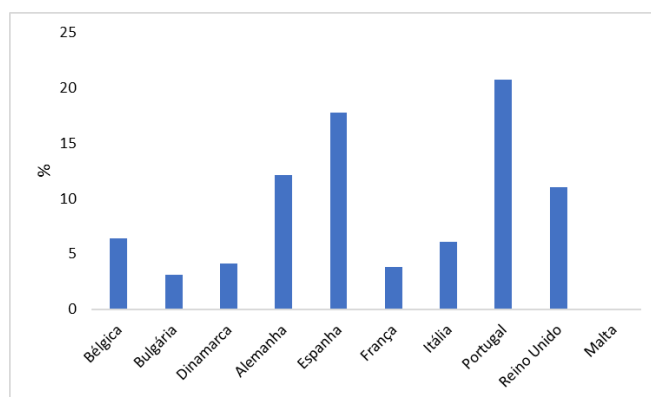


Figura 14 - Taxa de integração da geração eólica em alguns países da UE, 2016 [23].

2.2.2. Armazenamento de ERV

O SAE permite fornecer a flexibilidade ao sistema de uma forma rápida e onde a seja necessária [28].

A Integração da geração distribuída no SEE, cria a necessidade da existência de sistemas de armazenamento de energia na rede. Até um determinado ponto, o custo efetivo da geração distribuída depende da capacidade do armazenamento de energia necessária. Uma das principais características do armazenamento é a sua facilidade de carga e descarga. Por exemplo, o carregamento pode ser efetuado durante períodos de pico de geração e a descarga quando for necessário atender os picos de consumo [25].

Os dados publicados pela IEA relatam que em 2018, a integração de armazenamento de energia através das baterias atingiu quase o dobro em relação ao ano 2017. O aumento de SAE para edifícios ligados à rede foi quase o triplo, relativamente ao ano 2017. Na Figura 15, é ilustrado o panorama mundial do armazenamento de energia. Os países líderes em armazenamento surgem de acordo com a seguinte ordem: Coreia do Sul, China, Estados Unidos e Alemanha [28].

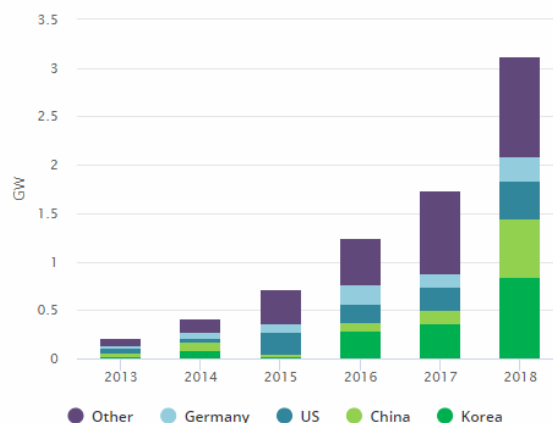


Figura 15 – Armazenamento de energia a nível mundial [28].

A Coreia do Sul lidera pelo terceiro ano consecutivo a lista dos países com maior integração do armazenamento no SEE. [28].

Na china, o armazenamento doméstico de energia aumentou consideravelmente em 2018, devido a uma série de projetos apoiados por duas empresas de energia no país. O resultado desses apoios permitiu a China liderar o mercado mundial em 2018, no que diz respeito aos SAE domésticos. Assim, cerca de 0,5 GW de potência em novas baterias instaladas, correspondendo a 12% do total global [28].

A Alemanha e o Reino Unido lideram a atividade na UE. A Alemanha é um caso surpreendente, o número de SAE instalados vai além da capacidade prevista através do programa de incentivos. Foram instalados até 2018, mais de 100.000 SAE [28].

De acordo com a IEA, a integração do armazenamento continua fortemente ligado às políticas energéticas e às estruturas dos mercados de flexibilidade. Tais mercados podem aumentar à medida que os incentivos para aquisição de SAE são introduzidos. No entanto, os custos das tecnologias para armazenamento de energia têm reduzido rapidamente. A Figura 16 ilustra a evolução nos últimos anos e a tendência para os próximos, onde são visíveis reduções ainda maiores, devendo-se principalmente ao aumento de geração de baterias para veículos elétricos (VE) [28].

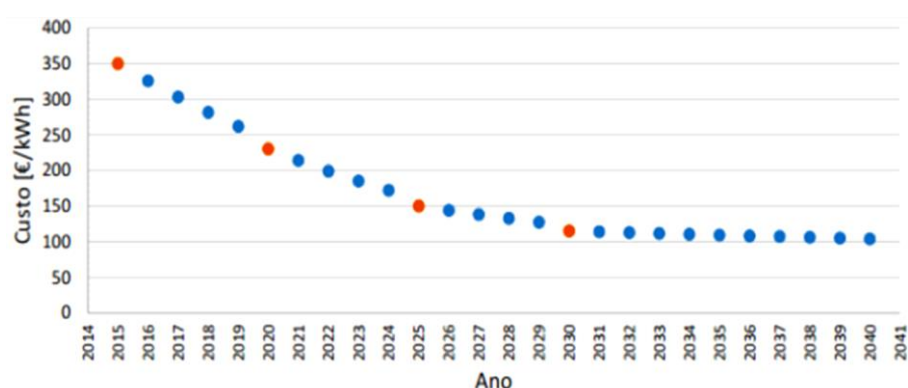


Figura 16 – Previsões de custo das baterias de lítio em €/kWh [29].

Tecnologias existentes para o armazenamento de energia

A Figura 17 ilustra tipos de tecnologia de armazenamento existentes, sendo os SAE foram classificados de acordo com as tecnologias empregues na sua construção.

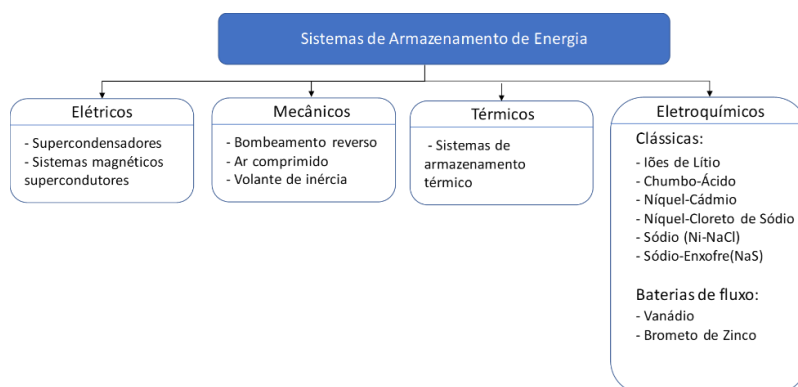







Figura 17 – Classificação de SAE [30].

Na Figura 17 apresentam-se vários tipos de tecnologias de sistemas de armazenamento disponíveis no mercado.

As baterias clássicas são as mais vendidas e economicamente viáveis para armazenamento ligada à rede. Isso deve-se à redução de custo das baterias nos últimos anos [29], e uma vez que também abrange uma série de aplicações, incluindo armazenamento na rede, armazenamento doméstico, VE, fonte de alimentação ininterrupta, entre outros. Por outro lado, existem várias instituições de pesquisa espalhadas pelo mundo, que se dedicam ao estudo de melhoria do desempenho do SAE [32].

Entre os tipos de baterias mais usadas atualmente, para armazenamento de energia elétrica, as baterias de íões de lítio apresentam-se como a melhor tecnologia, no que diz respeito à eficiência, à densidade do armazenamento, à vida útil, e a mais ecológica (Figura 18) [31].

	Energy density (kW/kg)	Round Trip Efficiency (%)	Life Span (years)	Eco-friendliness
 Li-ion	1st (150–250)	1st 95	1st (10–15)	Eco-friendliness
 NaS	2nd (125–150)	2nd (75–85)	3rd (10–15)	X
 Flow	2nd (60–80)	2nd (70–75)	3rd (20–25)	X
 Ni-Cd	4th (40–60)	4th (60–80)	4th (5–10)	X
 Lead Acid	5th (30–50)	5th (60–70)	5th (3–6)	X

Li-ion = lithium-ion, Na-S = sodium-sulfur, Ni-Cd = nickel-cadmium.

Figura 18 – Características de diferentes tecnologias de bateria [31].

A presente dissertação estuda a integração das baterias de Lítio junto com as centrais de geração de ERV na rede. Assim, esta secção incide mais no estudo das baterias de íões de Lítio, em detrimento de outras tecnologias existentes. Serão detalhados a seguir, o seu princípio de funcionamento, as características mais relevantes e as suas aplicações.

Baterias de íões de lítio

A Figura 19 ilustra a composição e o processo de funcionamento das baterias de lítio. As baterias de íões de lítio ou simplesmente Li-ion têm o princípio de funcionamento baseado em reações eletroquímicas de carga/descarga que ocorrem entre o elétrodo positivo (cátodo) e negativo (ânodo). O cátodo contém algum óxido de metal banhado em lítio e o ânodo é composto por material feito de carbono. Quando se efetua o carregamento, os átomos de lítio no cátodo transformam-se em íões, que se deslocam através do eletrólito em direção ao ânodo de carbono, onde se combinam com eletrões externos, que se depositam entre as camadas de carbono como átomos de lítio. Durante o processo de descarga, este procedimento é revertido. O cátodo

e o ânodo estão separados por materiais poliméricos¹ permeáveis, que permitem o fluxo de elétrons e iônicos entre si, e são imersos em um eletrólito composto de sais de lítio (como LiPF₆)² dissolvidos em líquidos orgânicos [33].

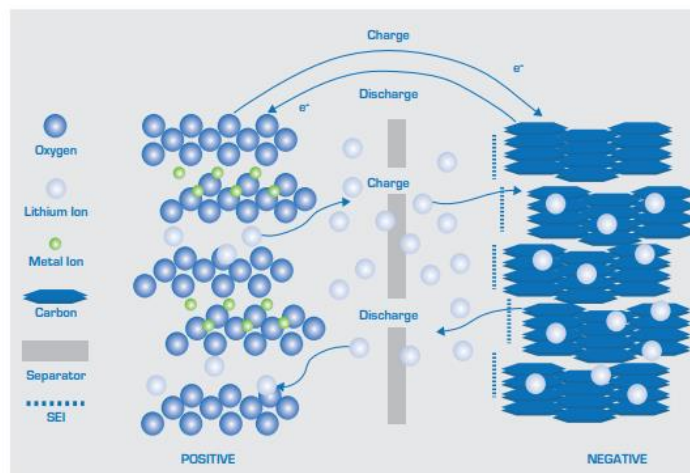


Figura 19 – Processo de carga de Li-ion [33]

Estas baterias estão no mercado desde início dos anos 90 e em poucos anos dominaram o mercado dos telemóveis. No entanto, existem alguns desafios para fabricar baterias a larga escala. Neste contexto, os fabricantes tentam procurar soluções para reduzir os custos, que deverá baixar ainda mais, com o desenvolvimento dos mercados VE e de SAE. A vasta experiência adquirida no desenvolvimento de baterias para VE, permitiu uma evolução significativa da tecnologia estacionária a partir de 2010. Cinco anos depois, foram instaladas a nível mundial mais de 500 MW de baterias iões de lítio, ligados à rede. Em diferentes partes do planeta, existem mercados comerciais de SAE em desenvolvimento [33].

Aplicações

As baterias de lítio integram diversos sistemas com objetivos específicos: em edifícios residenciais e comerciais para apoio na alteração do período do consumo (*time shifting*) e no autoconsumo; nas Redes de Distribuição para suporte de tensão, capacidade e contingência de redes inteligentes; nas Redes de Transmissão para regulação da frequência; e por último, na

¹ Poliméricos – são formados por moléculas [34] através de reações químicas de polimerização, criando estruturas moleculares que consistem na repetição de pequenas unidades, chamadas meros [35].

² LiPF₆ - Hexafluorofosfato de lítio, composto químico inorgânico, desempenha o papel de eletrólito [45].

Geração Renovável para funções de suavização, suporte de tensão e de frequência, de forma a garantir melhor integração de grandes centrais de energias renováveis no SEE [33].

A Figura 20 ilustra o exemplo do funcionamento de SAE integrada numa rede, verifica-se que a otimização do SEE pode ser conseguida com recurso ao armazenamento de energia. A energia é armazenada nos períodos de baixo consumo (1), é descarregada quando o consumo for mais elevado (3), mantendo desta forma o equilíbrio entre a produção e o consumo. [4].

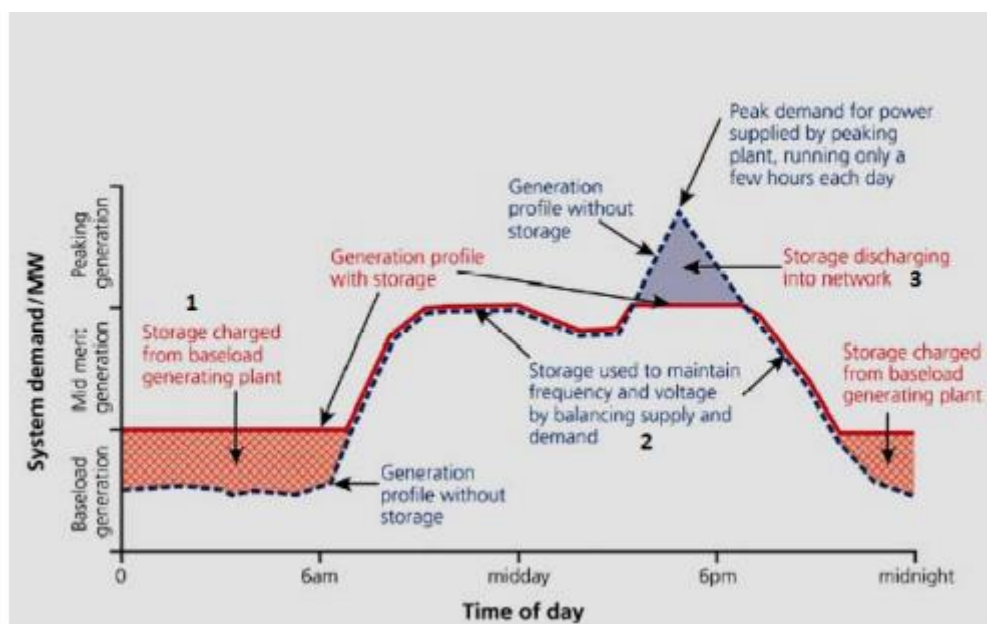


Figura 20 -Utilização do armazenamento de energia para a rede [3].

Baterias de íões de lítio na UE

As baterias de íões de lítio têm presença em diversas aplicações nos países da UE. Para aplicações no ramo da eletricidade, os países com maior integração das baterias Li-ion são: Itália para suporte à rede, a Alemanha para autoconsumo fotovoltaico e França nas redes de energia das ilhas. Existem vários fabricantes europeus de baterias de íões de lítio e sistemas de armazenamento ligados à rede, mas o mercado é dominado pelo continente asiático, Coreia do Sul, China, e Japão, juntos fornecem a maioria das baterias existentes no mercado [33].

Armazenamento de energia em Portugal

Relativamente ao armazenamento de energia elétrica, Portugal encontra-se numa situação idêntica a muitos países da Europa. À medida que a Europa alcança os objetivos ambiciosos existentes, espera-se que o aumento da penetração renovável na rede impulse o uso de armazenamento no SEE.

O armazenamento era visto na UE como uma solução com pouca viabilidade, pelo facto de os sistemas serem centralizados e pelo elevado preço das tecnologias existentes na altura. Esse cenário tem vindo a sofrer alterações, uma mudança impulsionada pela melhorias no custo-benefício das tecnologias de armazenamento, e pelas metas políticas de descarbonização [37]. No entanto, o armazenamento de energia ainda não atingiu todo o seu potencial nos mercados de energia. Também a forma como o armazenamento é tratado no SEE entre os Estados-Membros, não é unânime. Considera-se como exemplo a situação que ocorre em vários países, em que os proprietários de SAE pagam taxas de utilização da rede tanto como produtores quanto como consumidores, ao passo que, noutros países apenas pagam as taxas como produtores ou possuem outros regimes especiais. Em alguns casos, a permissão de acesso à rede para armazenamento de energia, reduziria o custo total do SEE [38]. À margem das incertezas sobre direitos dos proprietários de SAE na UE, existem casos que são exceções, um dos exemplos é SAE instalada pela EDP Distribuição, no âmbito do projeto *H2020 InteGrid*. No final de 2015, foi instalada pela empresa a primeira solução de armazenamento de energia ligada à rede de distribuição, em média tensão. Com recurso às baterias de iões de lítio, com a potência instalada de 472 kW [39]. Outro exemplo verifica-se na Itália, onde foram lançados dois projetos em 2011 e 2012 apoiados pelo governo, para construção de SAE com capacidades de 34,8MW e de 40 MW. O primeiro para o sul da Itália, que visa garantir a flexibilidade na gestão das centrais ERV, e aumentar a capacidade de transmissão. Com o segundo, pretende-se aumentar a segurança do SEE na Sardenha e Sicília [36].

Para que o armazenamento possa competir com outras tecnologias e soluções, é necessário criar incentivos para sua maior integração, a partir de regulamentos mais transparentes e abertos. Também é necessário criar mercados de flexibilidade e serviços auxiliares, desenvolvendo dessa forma mecanismos para impulsionar a integração do SAE [28]. No entanto, a sua evolução na UE depende da existência de um regulamento coerente e atualizado. Embora a Comissão Europeia e o Parlamento Europeu reconheçam a importância do armazenamento de energia, o quadro regulamentar a nível da UE e dos Estados-Membros ainda terá que evoluir [37].

Soluções Existentes

Existem soluções no mercado que podem ser acomodadas na rede elétrica. Algumas das soluções existentes no mercado são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Soluções existentes de SAE.

<i>Intensium Max</i>	<i>Siestorage</i>
O <i>Intensium Max</i> é um sistema de armazenamento desenvolvido pela <i>SAFT</i> , e usado para armazenamento de energia renovável e para suporte às redes de média e baixa tensão. A potência de armazenamento varia de 1MW a 50 MW e as durações dos ciclos de descarga vão de alguns minutos a várias horas [40].	O sistema <i>Siestorage</i> pertence à <i>Fluence</i> , uma empresa criada pela <i>Siemens</i> e pela <i>AES</i> , tendo sido desenvolvido para dar resposta ao SEE. Também permite operação em modo ilha quando a rede ficar indisponível. A operação em modo ilha, permite ao sistema funcionar numa rede isolada. É compatível com geração eólica, fotovoltaica, e com o grupo diesel. A sua potência varia entre 2 MW e 100 MW, com tempo de descarga de 20 minutos a 2 horas [41].
<i>ABB - SAE</i>	<i>ESS Container</i>
A <i>ABB</i> disponibiliza uma série de soluções de SAE que podem ser ajustados de acordo com as necessidades de flexibilidade da rede, individualmente ou combinado. Algumas das aplicações são: o nivelamento de carga, corte de pico, e regulação de frequência [42].	O <i>ESS Contaneir</i> é um SAE desenvolvida pela empresa <i>Coda Energy</i> , projetado para instalações internas como externas, com potência de 1MW a 4MW [43].

Tendências Mundiais

De acordo com a IEA, a partir 2019 diversos projetos de armazenamento devem ser realizados. Entre eles está o projeto de armazenamento na África de Sul, que em 2018 assumiu aumentar capacidade de armazenamento para 1,44 GWh, que deve decorrer em duas fases. Na Coreia do Sul, embora os números de projetos anunciados sejam promissores, existem incertezas devido aos incêndios que se têm verificado em instalações de SAE, tendo originado investigações por parte do governo. Para os países em desenvolvimento, o banco mundial disponibilizou mil milhões dólares para apoiar os projetos de integração dos SAE [28].

Até 2022, o fabrico de baterias de lítio deverá triplicar. As reduções de custo da tecnologia, e o reaproveitamento das baterias dos VEs para armazenamento estacionário de energia, é uma solução vista como promissora, tanto pelas empresas que atuam no ramo, como também pelo sector doméstico [28].

De uma forma genérica, as tendências e projetos em desenvolvimento estão alinhadas com o objetivo do cenário de desenvolvimento sustentável (SDS, *Sustainable Development Scenario*), que visa atingir 200 GW em armazenamento de energia até 2030. Esse objetivo pode ser alcançado, se a taxa de crescimento for idêntica à do ano 2018, durante os próximos 10 anos [28]

Capítulo 3

Recursos energéticos distribuídos numa rede elétrica – um estudo de caso

O funcionamento de um SEE deve assentar no equilíbrio constante entre a geração e o consumo. Para tal, o sistema deve estar munido de recursos suficientemente flexíveis para que tal aconteça. No caso deste estudo, a integração do sistema de armazenamento de energia pode oferecer a flexibilidade pretendida num estudo de um caso com a integração de sistemas geração de energia de origem solar e de origem eólica.

No presente capítulo, o estudo será dedicado à integração do SAE na rede. Visa estudar o papel do armazenamento no Diagrama de Carga (DC) da subestação de São João, em Coimbra, após penetração da geração de ERV.

Foram analisados diferentes cenários de penetração das ERV e o armazenamento de energia, durante o mês de abril. Uma visão geral do sistema em estudo é ilustrada na Figura 21, onde a geração fotovoltaica tem origem em centrais de pequenas dimensões em edifícios públicos, industriais e residenciais. As cargas representam o consumo. As centrais fotovoltaicas podem ou não estar ligadas à rede. No caso de existir energia excedente, essa energia pode ou não ser injetada na rede, de acordo com o sistema de geração. No final do dia, aumenta consumo na rede, devido à ausência da geração fotovoltaica. A geração eólica em conjunto com o SAE devem dar apoio necessário à rede, para minimizar as rampas do final do dia, no Diagrama de Carga visto da rede.

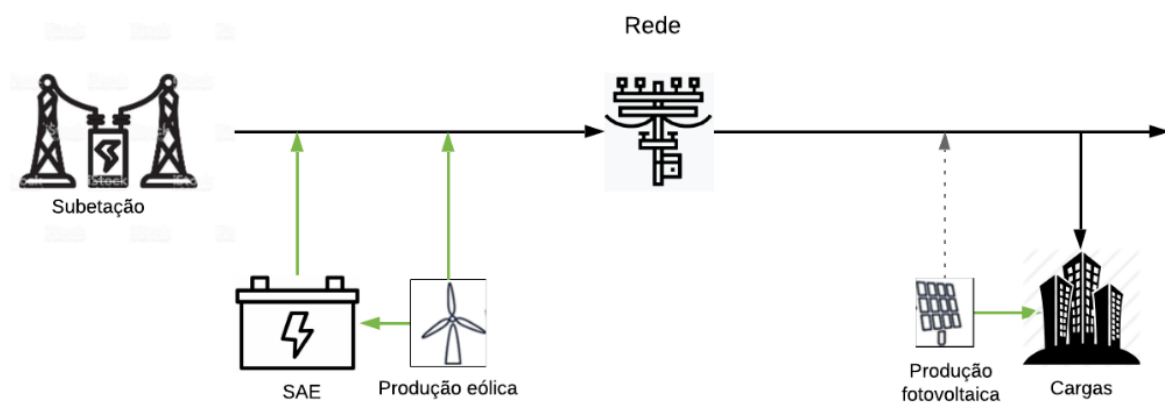


Figura 21 – Sistema de geração ERV com armazenamento de energia.

É vantajoso que a instalação do sistema de armazenamento seja num local próximo do consumo, para evitar perdas de transmissão. O SAE geralmente, é instalado junto à subestação, embora às vezes possa ser inviável, devido às características da zona onde se encontra a subestação.

3.1. A energia solar e eólica em Coimbra

3.1.1. A energia Solar

Normalmente, a geração fotovoltaica possui um ciclo diário, em que os picos de geração são ao meio dia. No final do dia, o período em que a carga aumenta, não coincide com o período de maior incidência solar (Figura 22), logo de maior disponibilidade de energia elétrica de origem fotovoltaica.

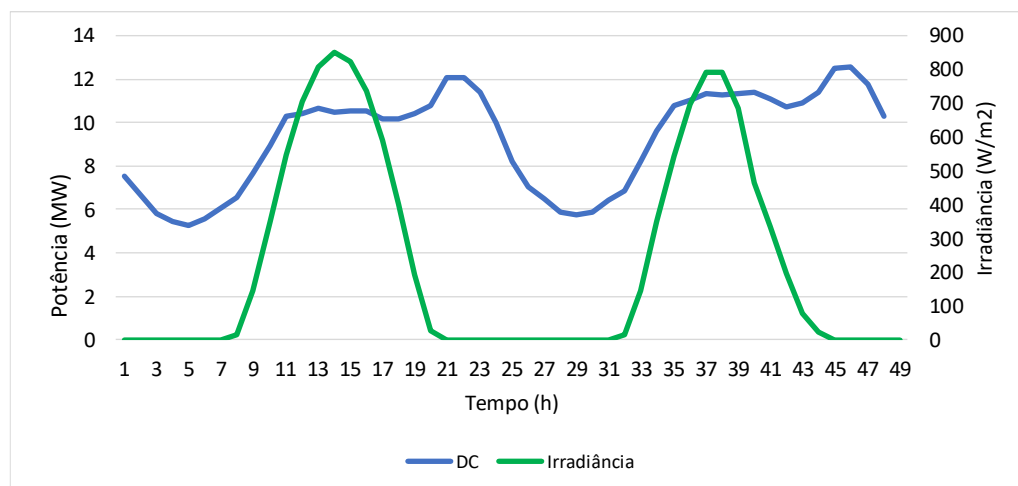


Figura 22 – Diagrama de Carga da subestação S. João e irradiância, Coimbra (dia 02/04/2018) [44].

A integração de potências elevadas de geração fotovoltaica pode provocar efeito semelhante ao que se passou na Alemanha. A Figura 23, representa a variação do Diagrama de Carga, no SEE alemão. O efeito formado no Diagrama de Carga da Figura 23, é caracterizado como “*the duck curve*”, numa tradução direta, “curva de pato”.

3.1.2. Duck curve

A curva de pato, ou *duck curve*, é a representação gráfica do diagrama diário de carga que resulta de elevada penetração da geração fotovoltaica. Na Figura 25, as curvas representam a carga líquida, que é a carga prevista na rede menos a geração fotovoltaica [45]. Durante o dia existe a geração fotovoltaica, a energia gerada cobre uma parte da procura, o que origina o efeito de curvatura no Diagrama de Carga vista da rede. No final de dia não existe a geração

fotovoltaica, as cargas que outrora eram suportadas pela geração fotovoltaica, passam a ser alimentadas pela rede. A falta de geração fotovoltaica provoca uma subida rápida num curto período de tempo, o que se traduz numa rampa do diagrama da rede. O SEE deve ter a flexibilidade suficiente para suportar a variabilidade da carga durante o final da tarde.

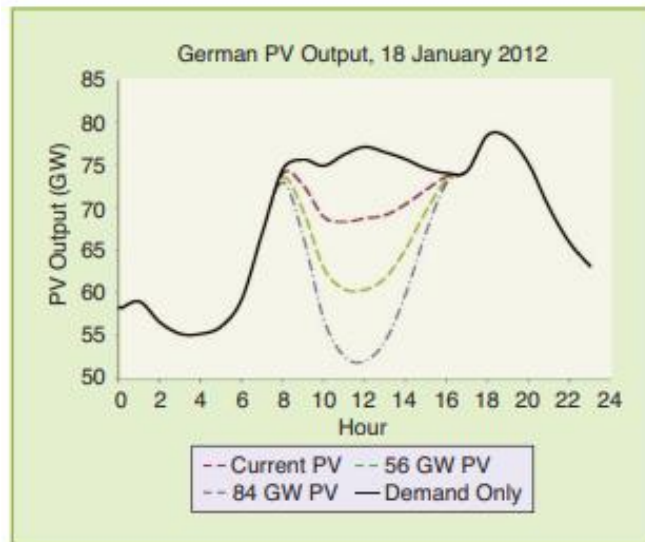


Figura 23 – Diagrama de Carga visto da rede, com vários níveis de penetração fotovoltaica, na Alemanha [16].

Existem soluções que envolvem o armazenamento de uma parte da energia fotovoltaica gerada, esta energia pode ser usada para eliminar o pico de energia durante a noite (Figura 24).

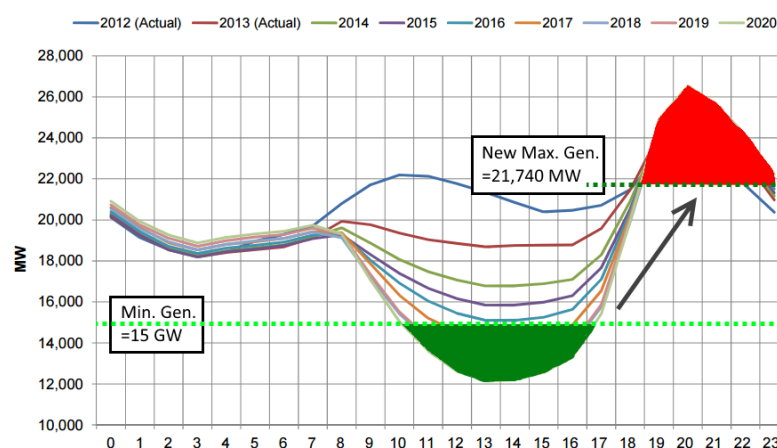


Figura 24 - Armazenamento de energia e a curva do pato, Califórnia [46].

No caso deste estudo, essa energia não é controlada pela rede, provém das pequenas gerações fotovoltaicas distribuídas. Desta forma, não poderá ser o operador da rede a gerir a energia produzida pelos sistemas privados distribuídos pela rede.

A solução proposta, baseia-se no armazenamento da energia eólica produzida durante os períodos em que o consumo na rede é reduzido. A energia armazenada é usada para minimizar o pico de consumo de energia durante o final do dia.

3.1.3. A energia eólica

No que diz respeito à geração da energia eólica, também o perfil de geração, não corresponde ao período de grande consumo, durante a maior parte do mês de abril. De acordo com a Figura 25, a geração eólica durante o dia pode reforçar o efeito *duck curve*. A energia eólica gerada durante o dia, pode ser armazenada e usada posteriormente para eliminar a rampa do final do dia, originada pela falta da geração fotovoltaica. Ao contrário da fotovoltaica, pode existir a geração na hora de ponta, embora em quantidade tipicamente inferior à geração durante período de mais baixo consumo. Essa energia, também pode ser usada para mitigar a variação acentuada da rampa do final do dia.

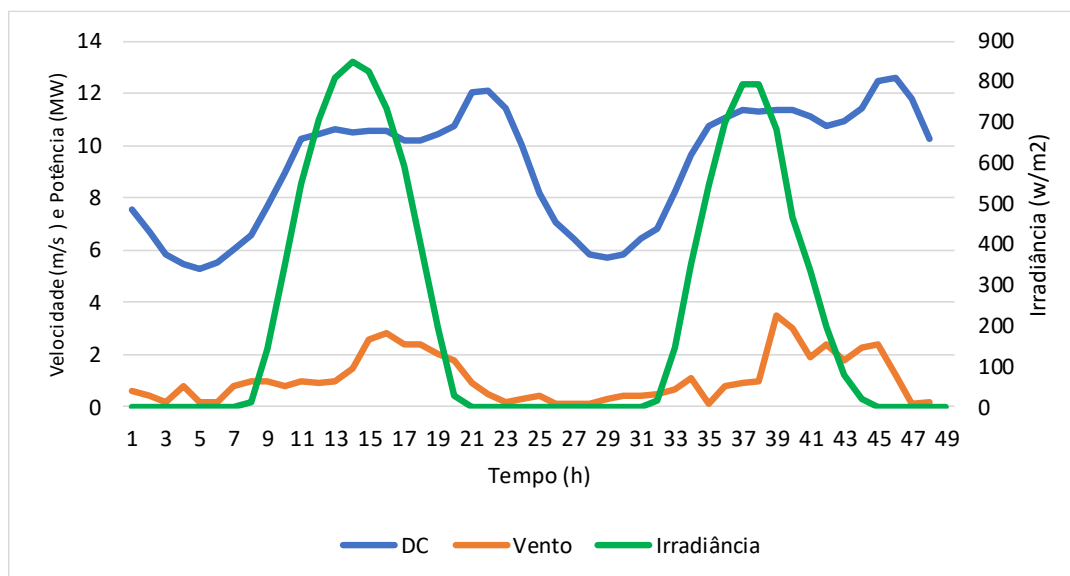


Figura 25 – Diagrama de Carga S. João, do vento e da irradiância, Coimbra (02/04 e 03/04) [44].

As rampas do final do dia criam uma desafios na rede. Quanto maior for a geração de ERV, maior será a variabilidade do Diagrama de Carga visto da rede.

Peak shaving ou corte de ponta pode ajudar a mitigar da variação acentuada da rampa do final do dia.

3.1.4. Corte de Ponta

Peak shaving é o corte do pico de carga. Este corte de ponta pode ser conseguido através de redução do consumo neste período ou de satisfazer a procura recorrendo a outros recursos energéticos. No caso particular deste estudo, será avaliada a possibilidade de fazer o corte da ponta verificado ao final do dia recorrendo ao a SAE.

A Figura 26 é um exemplo da função de um SAE. Este carrega quando o consumo na rede é reduzido, e a descarga ocorre, quando a carga aumenta significativamente, efetuando-se, por conseguinte, o corte da ponta.

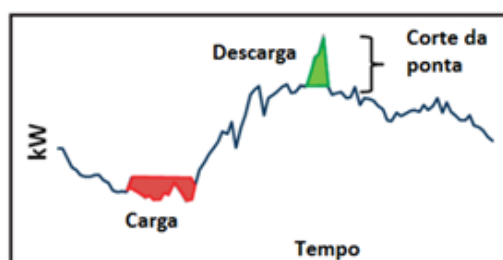


Figura 26 – Peak Shaving [3].

Peak shaving no caso em estudo

A realização de corte de pico proposto nesta dissertação, tem a suas particularidades. O corte é feito exclusivamente através da geração eólica. Se houver pico durante a geração, é eliminado diretamente através da energia produzida, evitando a intervenção da bateria. Na bateria, apenas é armazenada energia não utilizada. No caso da insuficiência de geração ou da sua ausência, a energia necessária para o *peak shaving* é solicitada à bateria.

As vantagens desta medida são múltiplas. Ao usar energia eólica produzida e/ou armazenada, evita-se que a energia excedente seja dissipada na rede, e ao mesmo tempo, reduz os encargos do SEE, pois menos energia é solicitada à rede, durante os horários de picos frequentes [47].

Mais um exemplo de aplicação do *peak shaving* é apresentado na Figura 27. Nesse diagrama, o pico máximo atingia os 600 kW, após o corte, a potência fornecida pela rede reduziu para os 400 kW, menos 200 kW. No presente estudo, o pico de 200 kW seria alimentado pela geração eólica apoiada ao SAE.

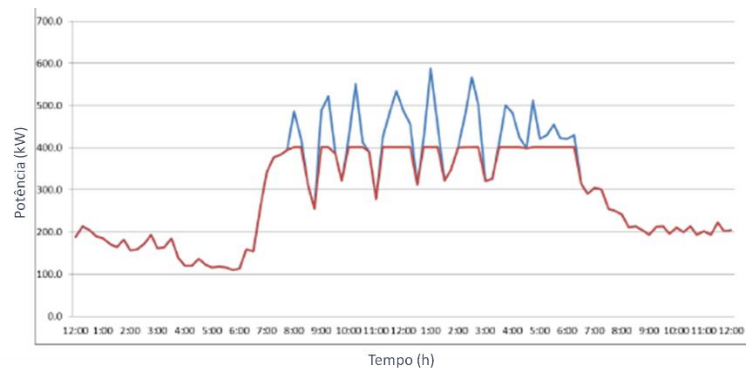


Figura 27 – Peak shaving, redução do pico para 400 kW [3].

3.2. Implementação do sistema em estudo

Esta secção tem como principal objetivo apresentar a especificação e modelação do sistema em estudo.

O sistema de armazenamento deve ser capaz de absorver toda a energia renovável proveniente da eólica, que não seja usada para mitigar a variabilidade da geração fotovoltaica. Antes da tomada de decisão, é necessário a cada instante, a análise dos seguintes parâmetros:

- 1 - Diagrama de Carga visto da rede (que deve ser atendida pela rede)
- 2 - Potência máxima que a rede pode fornecer às cargas ($P_{rede\,máx}$)
- 3 - Diagramas de geração eólica e fotovoltaica
- 4 - Estado de carga da bateria (SOC)

Estes parâmetros condicionam a cada instante a tomada de decisão sobre quando e quanto deverá o SAE absorver ou fornecer, cumprindo as restrições que lhe são impostas.

3.2.1. Diagrama de Carga

Para esse estudo, foi escolhido o mês de abril do ano 2018. A Figura 28, ilustra o Diagrama de Carga da subestação S. João. O diagrama tem um perfil residencial, com o pico de consumo mais acentuado ao final do dia.

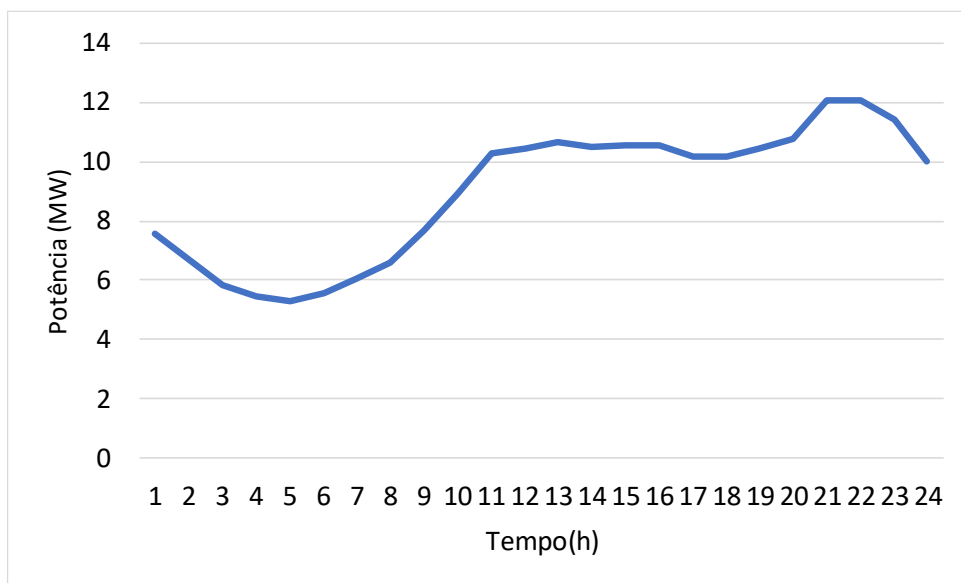


Figura 28 – Diagrama de carga da subestação S. João, durante um dia, abril 2018.

3.2.2. Máxima potência que a rede fornece à carga

Os parâmetros da rede, ou da subestação que alimenta as cargas são desconhecidos. Para otimizar o funcionamento do modelo, é imposta a máxima potência que a rede fornece à carga, como referência para equilíbrio do sistema. A $P_{rede}^{máx}$ pode variar consoante a potência que se pretende fornecer às cargas através da rede.

3.2.3. Diagramas de geração

A geração fotovoltaica (P_{pv}) e a geração eólica (P_{eo}), variam de acordo com a disponibilidade dos seus recursos.

Geração fotovoltaica (P_{pv})

A Figura 29, representa a variação média da irradiância para a zona de Coimbra, durante o mês de abril. Os dados da irradiância média diária foram obtidos através do PVGIS [48]. A irradiância máxima ocorre entre as 12h00 e as 13h00. A irradiância é nula até às 7h00 e a partir das 19h00.

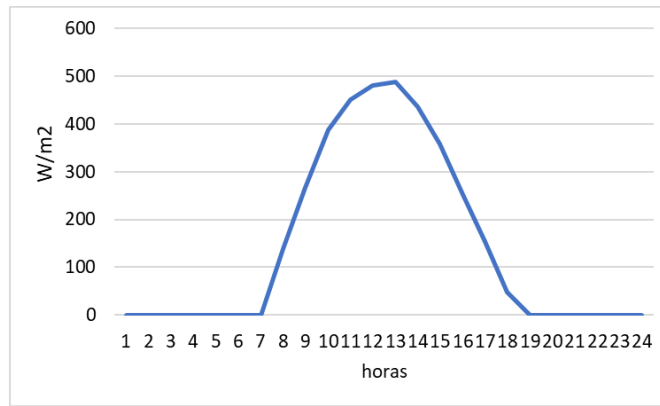


Figura 29 – Irradiância média diária para zona de Coimbra [48].

No caso em estudo, interessa determinar a área de captação necessária para se obter a quantidade de energia necessária à eliminação dos picos de consumo do final do dia.

A potência fotovoltaica produzida, varia consoante a irradiância, a área total de geração e do rendimento total da instalação, é dado por (1).

$$P_{pv}(t) = Irr(t) \times A_{total_{pv}} \times \eta_{total_{pv}} \quad (1)$$

A área total da instalação é calculada, através do (2):

$$A_{total_{pv}} = \frac{P_{pv_{max}}}{Irr_{max} \times \eta_{total_{pv}}} \quad (2)$$

A energia fotovoltaica produzida é a soma das potências instantâneas produzidas em cada hora (t), é dado por (3).

$$E_{pv} = \int_{t_1}^{t_2} P_{pv}(t) dt \quad (3)$$

Onde:

$P_{pv}(t)$ – Potência fotovoltaica produzida no instante t [W]

$P_{pv_{max}}$ – Potência fotovoltaica instalada t [W]

$Irr(t)$ – Irradiação no instante t [W/m²]

Irr_{max} – Irradiação máxima [W/m²]

$A_{total_{pv}}$ – Área total dos painéis fotovoltaicos [m²]

$\eta_{total_{pv}}$ – Rendimento do sistema fotovoltaico

E_{pv} – Energia fotovoltaica produzida

Geração eólica (P_{eo})

O diagrama da variação da velocidade do vento, foi obtido através do Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos [43]. A Figura 30 , ilustra o digrama horário do vento para a zona de Coimbra, durante o mês de abril.

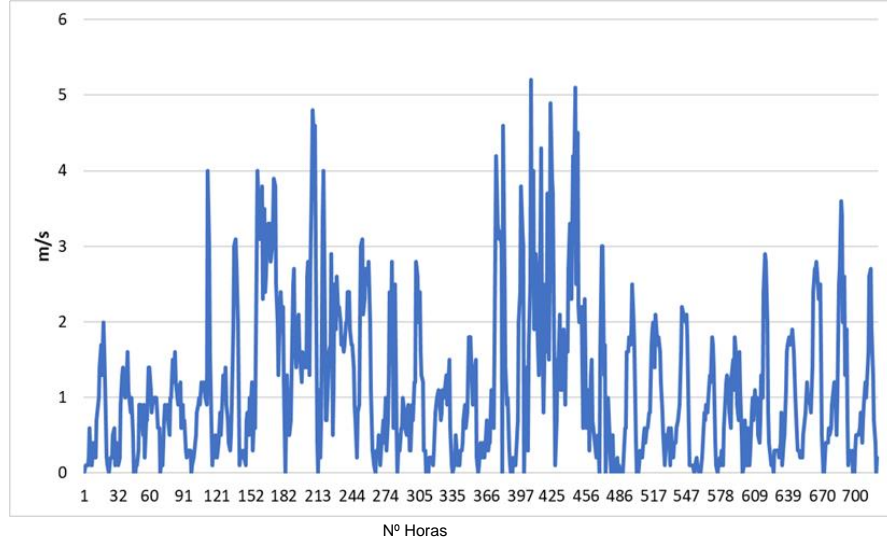


Figura 30 – Diagrama horária do vento [44].

A geração eólica pode ser relacionada com a velocidade do vento e outros fatores, como a densidade do ar, o rendimento das turbinas, e a área do parque eólico. A geração eólica pode ser calculada através da expressão (4) [49]:

$$P_{eo}(t) = \frac{1}{2} \times \rho \times A_{total_{eo}} \times v^3(t) \times C_p \quad (4)$$

O rendimento de uma turbina eólica (C_p), relaciona-se com a potência disponível no eixo e a potência disponível (recuperável), dado por (5) [50].

$$C_p = \frac{\text{potência disponível no eixo}}{\text{potência disponível (recuperável)}} \quad (5)$$

O cálculo da área ($A_{total_{eo}}$)do parque eólico é apresentado no (6).

$$A_{total_{eo}} = \frac{P_{eo_{max}}}{\rho \times v_{max}^3 \times C_p} \times 2 \quad (6)$$

A quantidade de energia produzida dado por (7), é soma da potência produzida a cada instante do tempo t.

$$E_{eo} = \int_{t1}^{t2} P_{eo}(t)dt \quad (7)$$

Onde:

$P_{eo}(t)$ – Potência eólica produzida no instante t [W]

$P_{eo_{max}}$ – Potência eólica instalada t [W]

$v(t)$ – Velocidade do vento no instante t [m/s]

V_{max} – Velocidade máxima do vento [m/s]

$A_{total_{eo}}$ – Área do parque eólico

ρ – Densidade do ar medida em kg/m^3 , $\rho = 1,225kg/m^3$ [49]

E_{eo} – Energia eólica produzida

C_p – Rendimento de uma turbina eólica

$t1, t2$ – tempo inicial e tempo final, respetivamente

3.2.4. Estado de carga da bateria (SOC)

O SOC é o estado da carga em que se encontra a bateria sobre as condições da capacidade do armazenamento. Por exemplo, se o limite de carregamento for igual a 90% e descarga for igual a 20%, o SAE deixará de armazenar a energia quando atingir 90% de carregamento. No caso da descarga, se esse valor chegar a 20%³, a descarga é suspendida.

De acordo com (8), o SOC pode ser traduzido como a energia acumulada na bateria, em percentagem [32]. É calculado da seguinte forma:

$$SOC = Soc_{inicial}[\%] + \frac{E_{bat}}{C_{SAE}} \times 100 [\%] \quad (8)$$

A capacidade de armazenamento da bateria (C_{SAE}) é a energia máxima que pode ser armazenada, um dos requisitos importantes do funcionamento do sistema. Para o seu dimensionamento, deve ser tido em conta a potência máxima de armazenamento ($P_{max_{armz}}$), que

³ Valor atribuído de acordo com [49]

é igual a potência do pico máximo a ser eliminado na rede. A capacidade de armazenamento da bateria, é dimensionando da seguinte forma [32]:

$$E_{max_{armaz}} = P_{máx_{armaz}} \times n_d \times n_h \quad (9)$$

$$C_{SAE} = E_{max_{armaz}} \times DOD \times In \quad (10)$$

1,2 – para 80% depth of discharge (DOD); 1,05 – para inefficiency factor (In)⁴

Onde:

E_{bat} – Energia na bateria

n_d – Número de dias

n_h - Número de horas

$E_{max_{armaz}}$ – Energia máxima de armazenamento

O estado de carga inicial na bateria ($Soc_{inicial}[\%]$), pode ser definido de acordo com as características técnicas da bateria a usar no modelo. A energia inicial na bateria é representada na expressão (11) [32].

$$E_{bat_{inicial}} = \frac{Soc_{inicial}[\%]}{100} \times C_{SAE} \quad (11)$$

A potência na bateria no intervalo de tempo t ($P_{bat(t)}$) é definida em (12), onde, o sinal é 1 durante o carregamento, e -1 durante a descarga. η é o rendimento do conversor de potência, geralmente na ordem de 80 a 95%, e $P_{carga_descarga}$ é a potência de carga ou descarga em MW. Por exemplo se o rendimento do sistema de conversão de energia é de 90%. Durante o carregamento, se a potência disponível para armazenamento for de 100 kW, apenas 90 kW será armazenada na bateria, os 10 kW são perdas durante a conversão. Da mesma forma, durante a descarga ($sinal = -1$), 110kW são descarregados da bateria. Mas, apenas 100kW alimentam a carga, mais uma vez, os 10 kW são desperdiçados [32].

$$P_{bat(t)} = \left| sinal - \left(1 - \frac{\eta}{100} \right) \right| \times P_{carga_descarga}(t) \quad (12)$$

$$E_{bat} = \int_{t1}^{t2} P_{bat}(t) dt \quad (13)$$

Se $P_{carga_descarga} > 0 \rightarrow$ Carregamento, Se $P_{carga_descarga} < 0 \rightarrow$ Descarga

⁴ Valor atribuído de acordo com [51]

Onde:

$P_{carga_descarga}(t)$ – Potência disponível para carregamento / Potência de descarga necessária

Para melhor compreensão do sistema, foi criado o algoritmo do modelo através de fluxogramas, onde também são descritas as condições de carregamento e descarga da bateria.

3.2.5. Fluxogramas do algoritmo do sistema

Na construção dos fluxogramas considerou-se a seguinte simbologia:

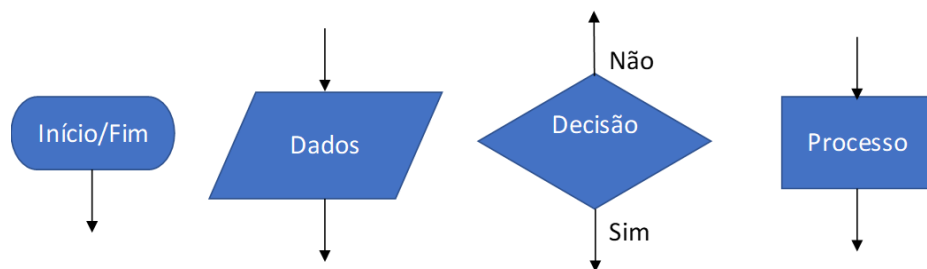


Figura 31 – Simbologia usada no fluxograma do algoritmo.

NDC aparece várias vezes referida nos fluxogramas a seguir, é o Diagrama de Carga visto da rede, após a penetração da geração fotovoltaica. É dado por (14):

$$NDC = P_{load} - P_{pv} \quad (14)$$

Onde:

P_{load} – Diagrama de Carga inicial

P_{pv} – Geração fotovoltaica

O fluxograma apresentado na Figura 32 é o princípio de funcionamento do modelo, dividido em 5 blocos.

Princípio de Funcionamento

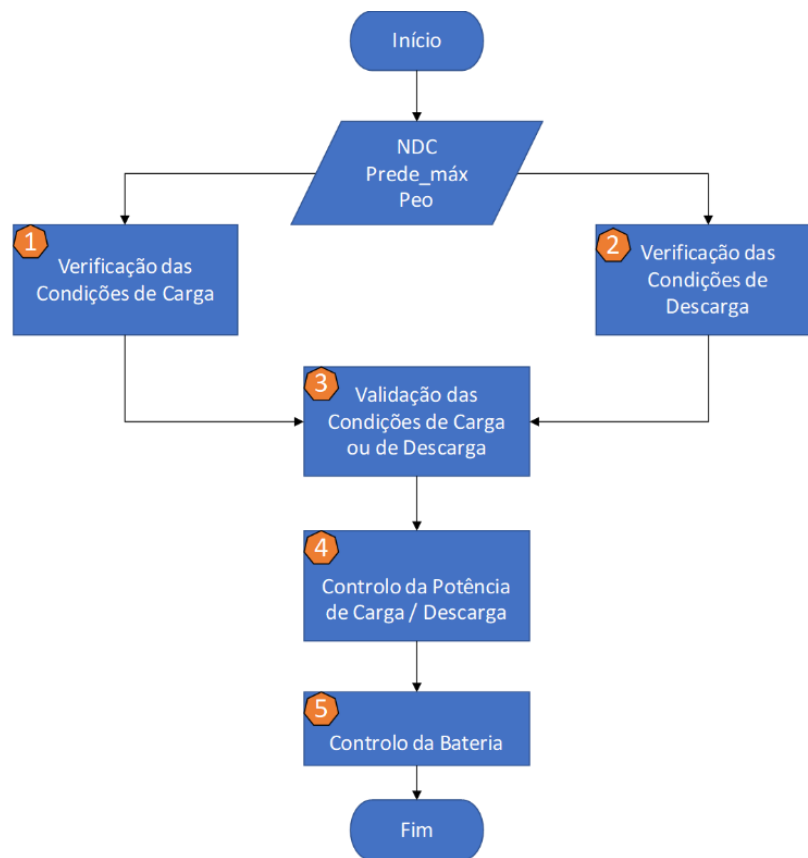


Figura 32 – Fluxograma de princípio de funcionamento.

Cada bloco enumerado é uma função. As funções dos blocos são desenvolvidas nas secções seguintes.

Bloco 1 – Condições de Carga

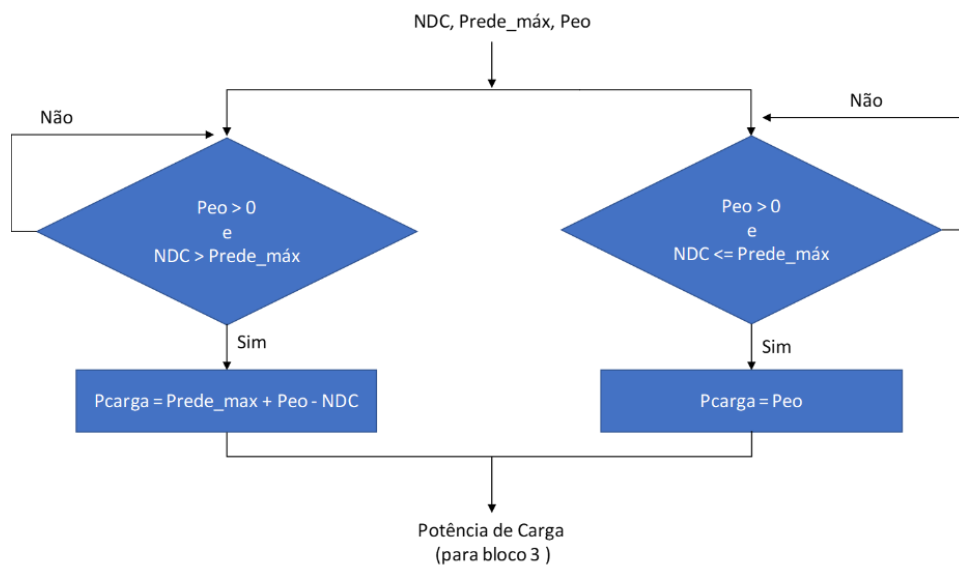


Figura 33 – Condição de Carga.

Bloco 2 – Condição de Descarga

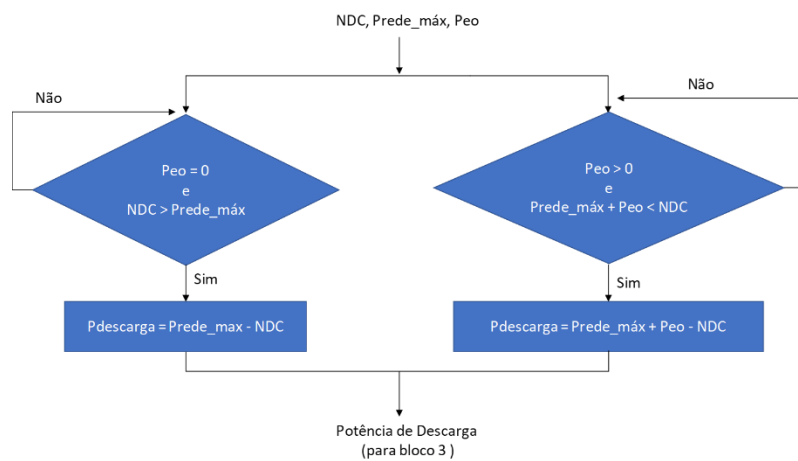


Figura 34 - Condição de descarga.

Bloco 3 – Validação da Condição de Carga ou Descarga

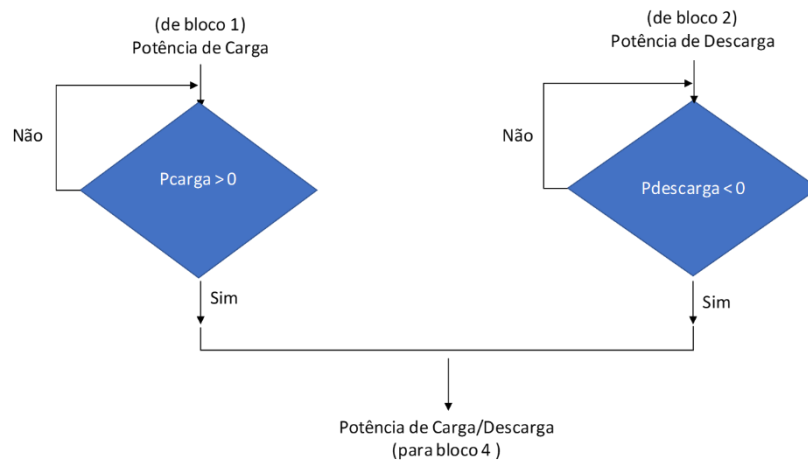


Figura 35 - Validação da Condição de Carga ou Descarga.

Bloco 4 – Controle de Conversão de Potência

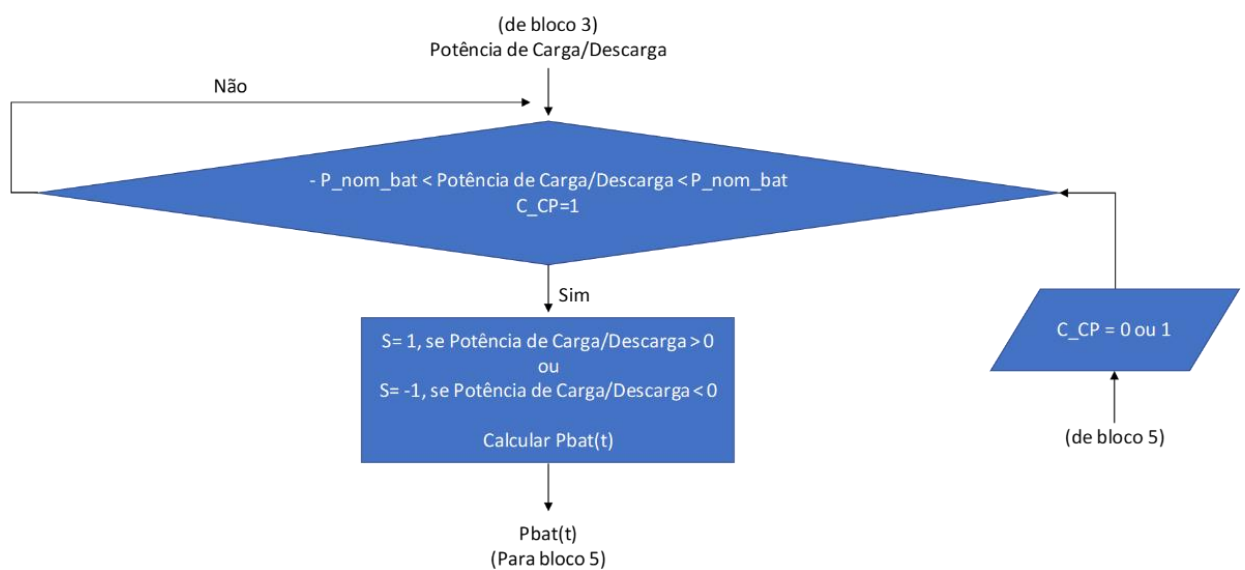


Figura 36 - Controle de Conversão de Potência.

Bloco 5 – Controle de Bateria

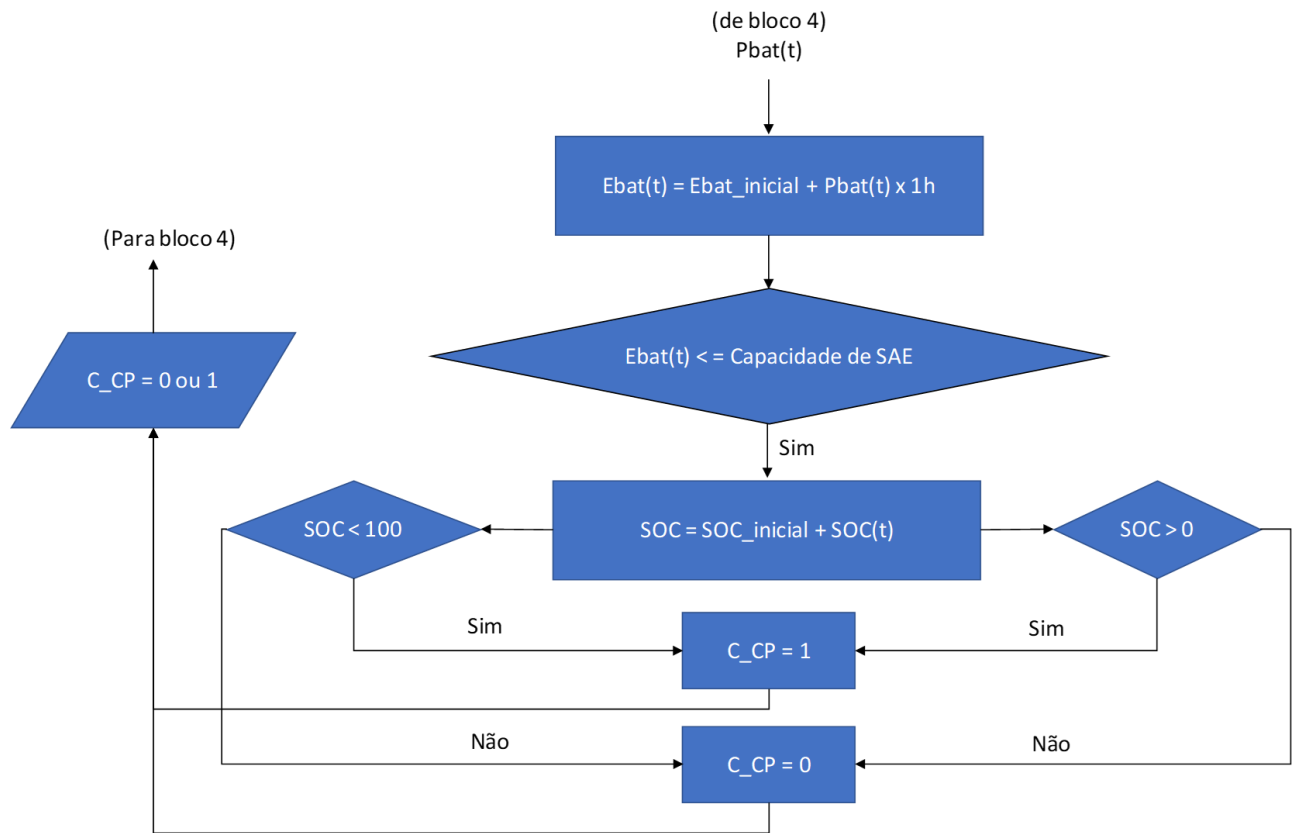


Figura 37 - Controle de Bateria.

3.3. Modelo em MatLab/Simulink

É importante efetuar o estudo por meio de simulação para melhor compreensão dos funcionamento do sistema em questão.

Nesta dissertação, é proposto o método comportamental para modelar o sistema. O modelo comportamental elimina a complexidade dos circuitos do conversor eletrônico de potência e a implementação do algoritmo de controle [31]. O modelo comportamental baseia-se em lógica e função matemática simples, que imitam o comportamento funcional do sistema. As seções a seguir, descreverão a implementação detalhada do sistema em MATLAB / Simulink.

3.3.1. O Potencial armazenamento

O algoritmo desenvolvido em MATLAB, serve para simular o efeito da integração da geração ERV na rede, sem armazenamento de energia. No programa é simulado a geração de ERV com diferentes níveis de geração fotovoltaica, sem a inclusão do armazenamento. O potencial armazenamento corresponde à energia eólica produzida.

3.3.2. Sistema com armazenamento de energia

O esquema geral do sistema a ser implementado em MATLAB / Simulink é apresentado na Figura 38, agrupado em dois subsistemas: o bloco de função com os dados e o bloco do sistema de armazenamento de energia. Nesta seção, serão detalhados cada um dos blocos.

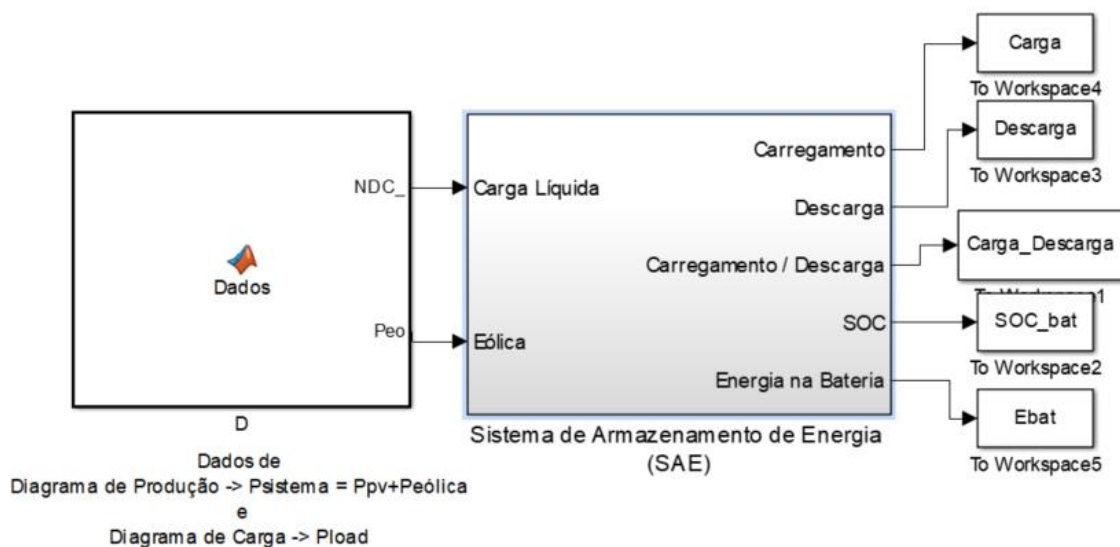


Figura 38 – Esquema do modelo em estudo.

No bloco D, encontram-se os dados do vento, da irradiância, do Diagrama de Carga, da potência máxima na rede, entre outros. Por sua vez, são definidas as saídas da função: Diagrama de Carga visto da rede (NDC) e da geração eólica (Peo). Dentro do bloco do SAE (Figura 39), existem quatro subgrupos para melhor compreensão do sistema. Os quatro subgrupos são: Condições do carregamento e da descarga, Validação da condição de carregamento e descarga, Conversor de potência, e Controlador da bateria.

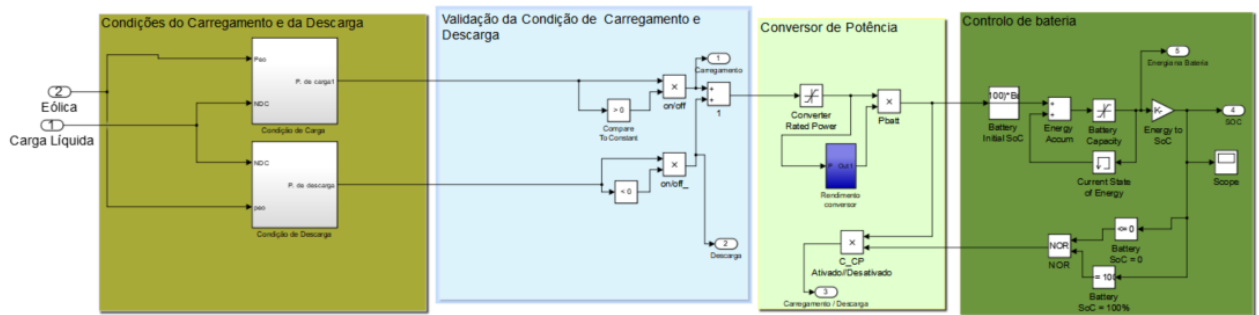


Figura 39 – Subsistemas do bloco SAE.

Condições do Carregamento e da Descarga

As condições para carregar ou descarregar devem ser verificadas antes do início do processo. Estão separadas em dois blocos (Carregamento e Descarga).

Carregamento

Para carregar a bateria, é necessário que exista energia eólica produzida, e devem cumprir-se as condições descritas na Tabela 2:

Tabela 2 – Condições matemáticas para carregamento.

Condição 1	Condição 2
$P_{eo} > 0$ e $NDC > P_{rede}^{max}$ $P_{carga} = P_{eo} + P_{rede}^{max} - NDC$	$P_{eo} > 0$ e $NDC \leq P_{rede}^{max}$ $P_{carga} = P_{eo}$

A Figura 40 ilustra a função de condições para carregar a bateria, desenvolvida em MATLAB / Simulink.

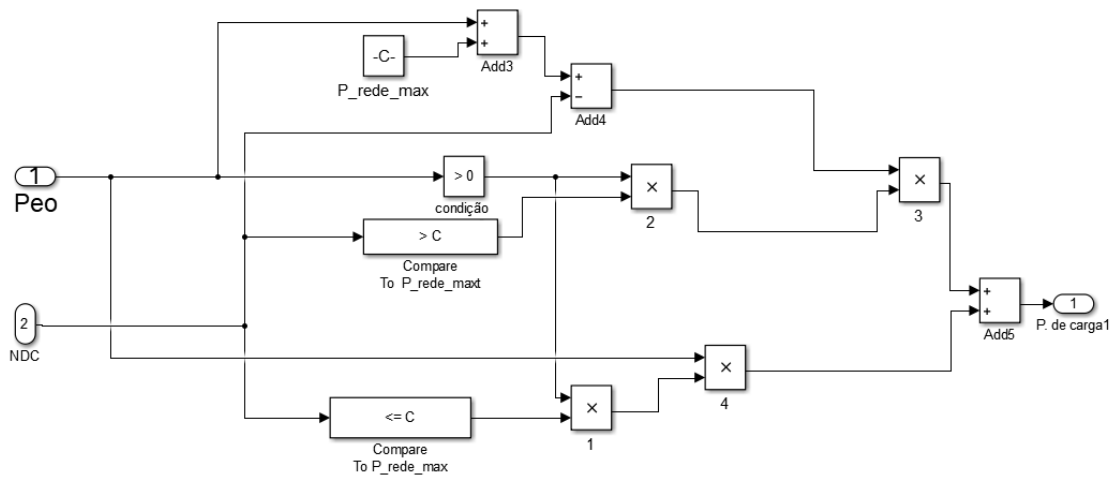


Figura 40 – Função de Condições para carregar a bateria.

Descarga

Para descarregar a bateria, é necessário que a energia eólica produzida não seja o suficiente para alimentar o pico, devendo cumprir-se as seguintes condições, de acordo com a Tabela 3:

Tabela 3 – Condições matemáticas para descarregar a bateria.

Condição 1	Condição 2
$P_{eo} \leq 0$ e $NDC > P_{rede}^{max}$ $P_{descarga} = P_{rede}^{max} - NDC$	$P_{eo} > 0$ e $P_{eo} + P_{rede}^{max} < NDC$ $P_{descarga} = P_{eo} + P_{rede}^{max} - NDC$

A Figura 41 representa a função desenvolvida de condições para descarga, implementada em MATLAB / Simulink.

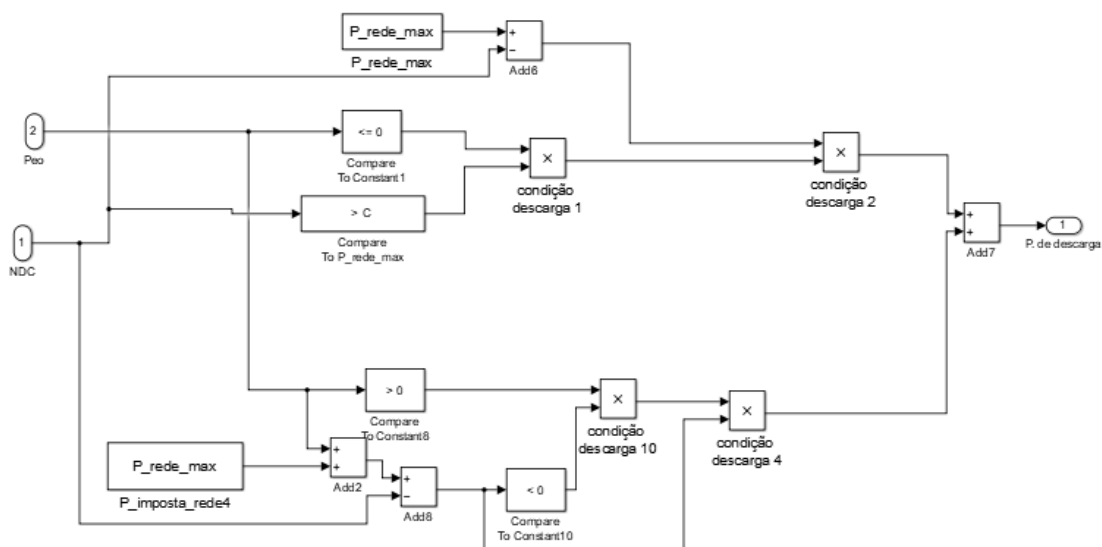


Figura 41 – Função de condições para descarga.

Validação da Potência de Carregamento / Descarga

A função implementada, é representada na Figura 42. Permite validar a potência de carregamento/descarga. Verifica se a potência de carregamento é maior que zero, ou se da descarga é menor do que zero.

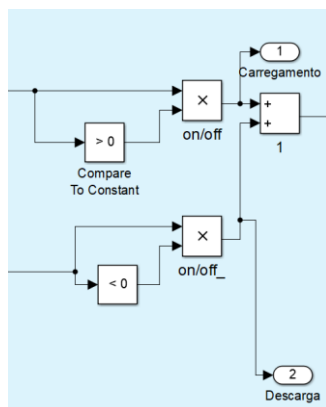


Figura 42 – Validação da potência de carregamento ou de descarga.

Conversão de potência

A Figura 43 apresenta a função do sistema de conversão de potência, que permite a bateria armazenar e descarregar a energia.

O sinal recebido na entrada do conversor de potência, passa por um bloco de saturação, que funciona como a potência nominal do conversor, que é a potência máxima de carga e descarga que o SAE pode suportar.

A saída da potência de carregamento/descarga é ativada e desativada através do controlador de conversão de potência (CCP), que recebe o sinal lógico na saída da porta NOR, situada no bloco de controlo da bateria (Figura 45). A saída da porta NOR é igual a 1 se o SOC for superior a 20% e inferior a 90%.

O rendimento do sistema é dado pela função apresentada na Figura 44, em que o *sign* é igual a 1, se a potência a saída do conversor for positiva, e é igual a -1, se a potência for negativa. Ou seja, o *sign* altera consoante carregamento ou descarga da bateria.

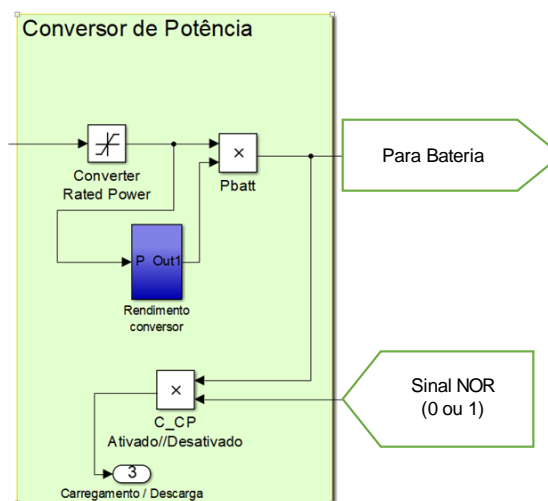


Figura 43 – Bloco do conversor de potência.

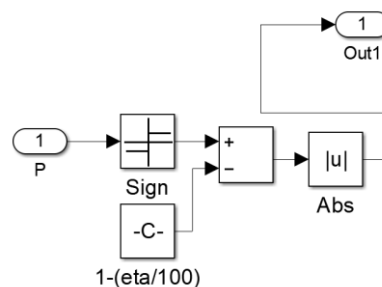


Figura 44 – Bloco do rendimento do conversor.

Controlo de bateria (armazenamento de energia e o estado de carga)

Nesta fase, é armazenada a energia, e feita o controlo de estado de carga. O SOC varia de 20% a 90%, quando atingir o valor máximo, a bateria deixa de receber a energia. Se for menos de 20%, a descarga da bateria é suspensa. A Figura 45 representa o bloco de controlo da bateria.

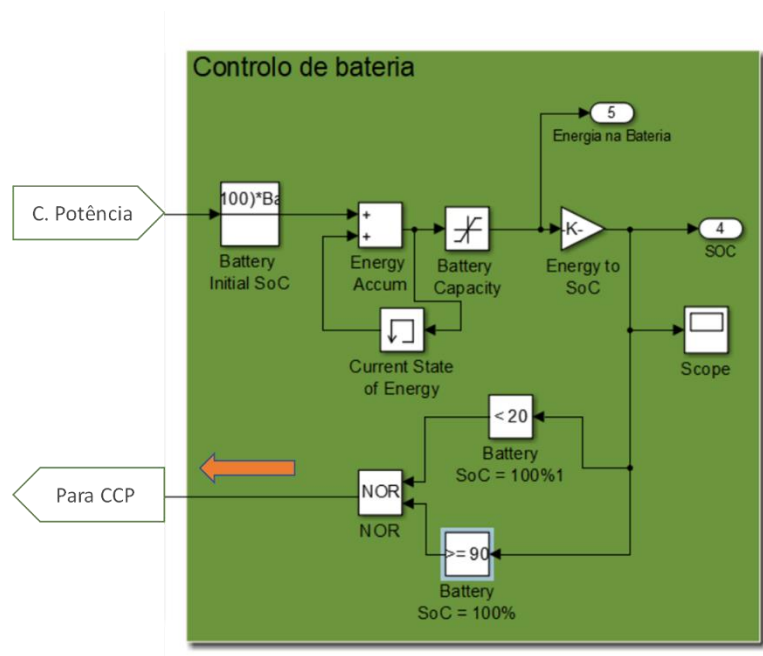


Figura 45 – Bloco de controlo da bateria.

3.4. Simulação e Análise de resultados

Nesta secção, pretende-se analisar o impacto, no Diagrama de Carga da subestação S. João, da penetração de da geração de energia elétrica a partir das energias renováveis consideradas e do armazenamento.

3.4.1. Integração da geração fotovoltaica

Começou-se com a geração fotovoltaica de 1 MW. Os resultados obtidos encontram-se na Figura 46 e Figura 47, para o mês de abril e para um dos dias do mesmo mês, respectivamente.

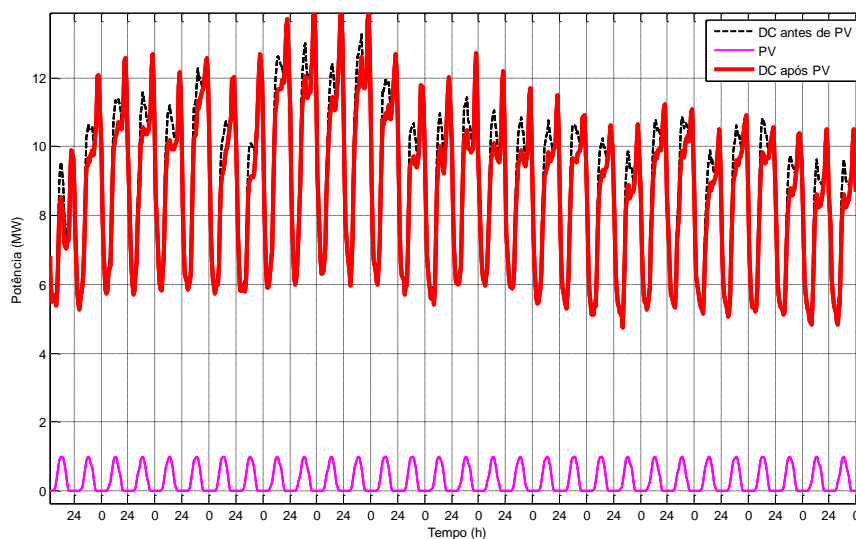


Figura 46 - Integração da geração fotovoltaica de 1MW, 04/2018.

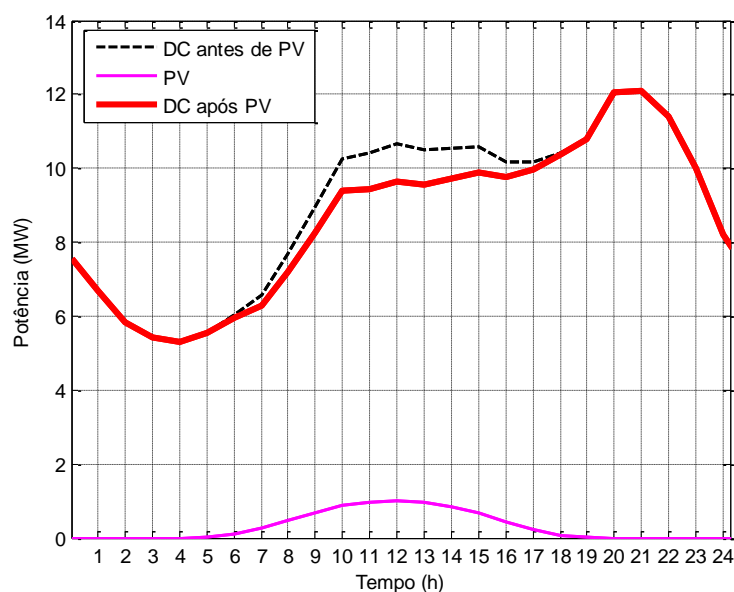


Figura 47 – Integração da geração fotovoltaica de 1MW, 02/04/2018

Verificou que os períodos em que existe maior geração, não coincidem com os períodos de maior consumo na rede. Embora seja a fase inicial da simulação de penetração fotovoltaica, foi possível verificar as variações no Diagrama de Carga vista da rede.

Aumento de níveis de penetração fotovoltaica

De seguida, foram simulados diferentes níveis de geração fotovoltaica, compreendidos em quatro cenários diferentes, para verificar as variações do digrama de carga. Os resultados da simulação são apresentados na Figura 48.

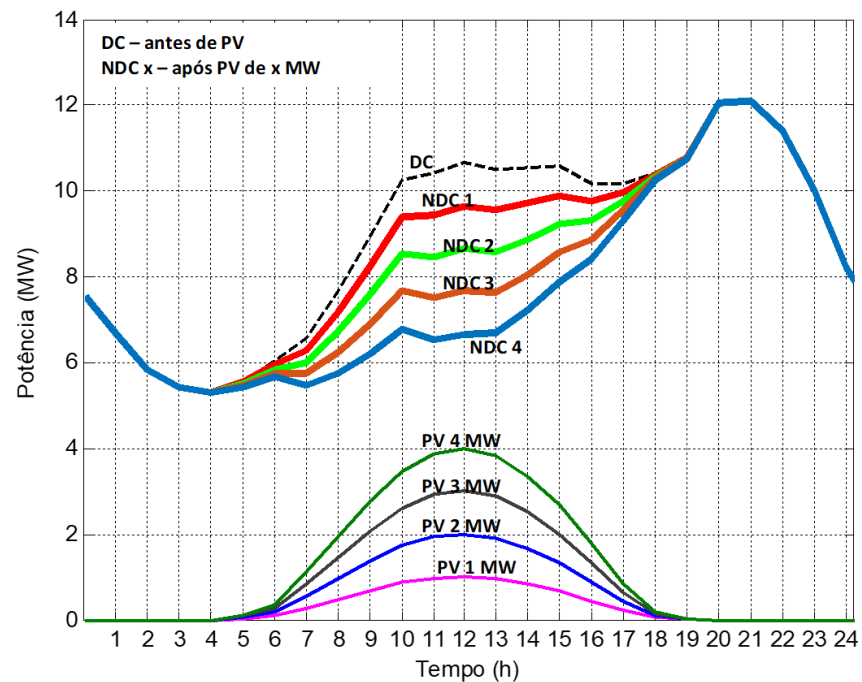


Figura 48 – Integração da geração fotovoltaica com diferentes níveis de penetração, 02/04/2018.

Verifica-se claramente que o aumento de níveis de geração fotovoltaica provocou variações significativas na rede, criando *curva do pato*. À medida que aumenta a geração fotovoltaica, menos energia é solicitada à rede, maior é a curva.

3.4.2. Integração da geração eólica na rede

Foi simulada a geração eólica com uma potência de 3 MW, os resultados são ilustrados na Figura 49 e Figura 50, para o mês de abril e para apenas dois dias do mês, respectivamente.

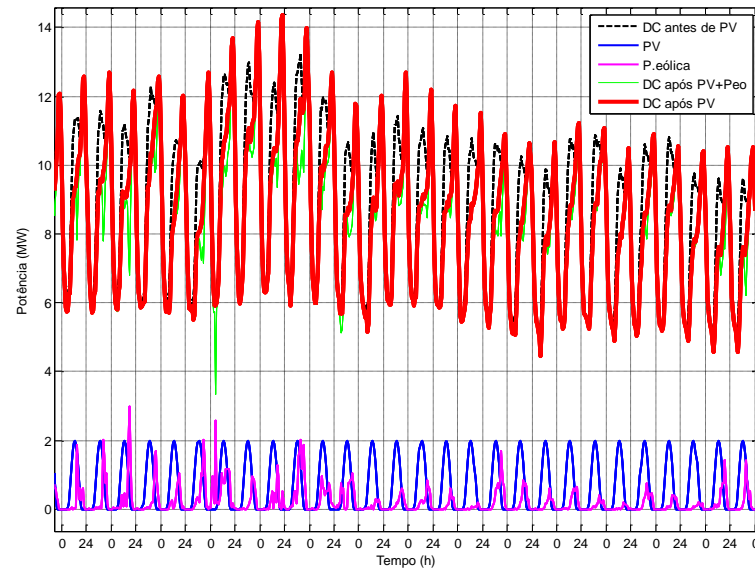


Figura 49 – Integração da geração eólica na rede, 04/2018.

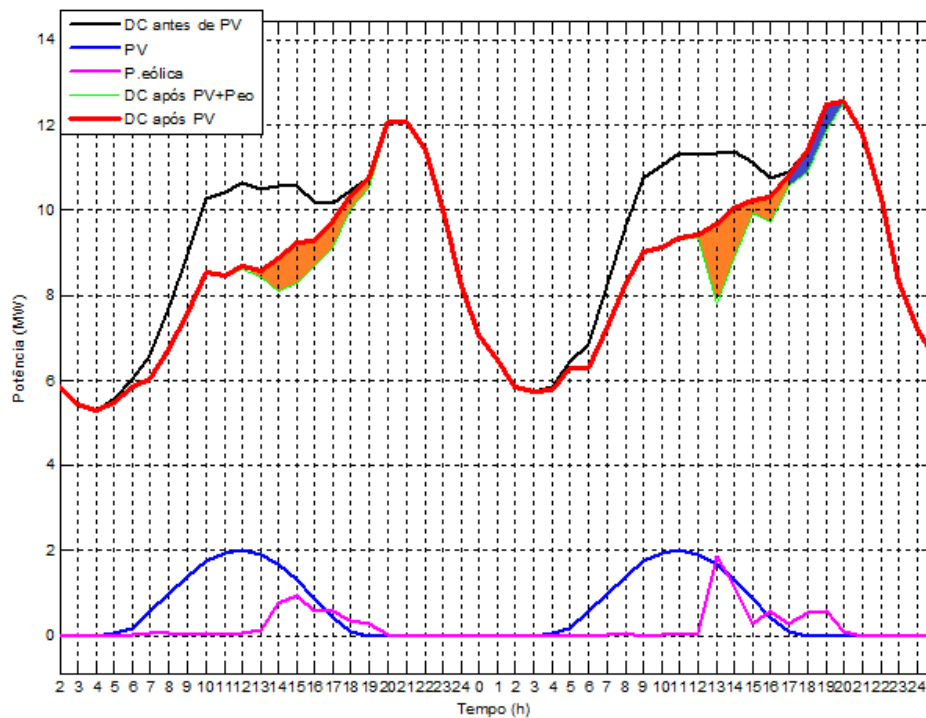


Figura 50 - Integração da geração eólica na rede, 02/04 e 03/04.

A necessidade de armazenamento surge, devido a intermitência e a variabilidade da geração eólica. A área laranja na Figura 50, corresponde ao potencial armazenamento. O potencial armazenamento é a energia produzida durante o dia. A área azul corresponde à energia eólica produzida durante os períodos de pico, no final do dia. A energia eólica gerada nos períodos de ponta do Diagrama de Carga, período em que a geração fotovoltaica é inexistente, pode ser usada diretamente na redução do pico. Na Tabela 4 são apresentados os valores do potencial armazenamento e da energia injetada diretamente na rede.

Tabela 4 – Potencial armazenamento da geração eólica na rede.

Dias de Geração	30
Potência instalada [MW]	3
Energia Produzida [MWh]	162,28
Potencial armazenamento [MWh]	134,28
Injeção direta durante o pico [MWh]	28

Os picos menos acentuados durante a hora de ponta, podem ser eliminados com a contribuição da eólica, sem a intervenção da bateria, se houver geração eólica suficiente.

A integração da geração eólica além de aumentar a presença de energias renováveis no SEE, pode reduzir o número de intervenções do SAE, e a capacidade de armazenamento na rede.

3.4.3. Integração do SAE

Os parâmetros do SAE para a simulação, são apresentados na Tabela 5. Foram definidos de acordo com os valores da tabela em Anexo 1. A potência nominal SAE define a potência máxima de carga e descarga em MW, que pode ser gerida pelo sistema de conversão de energia. A capacidade nominal da bateria é a capacidade do armazenamento em MWh. O SOC inicial representa a energia na bateria antes do início da simulação. O rendimento do sistema de conversão pode ser definido, recorrendo às especificações técnicas de um SAE. A potência nominal, e a capacidade do armazenamento, dependem da energia do pico máximo a ser eliminado na rede.

Tabela 5 – Especificações técnicas do SAE.

Especificações técnicas de SAE	
Potência nominal da bateria [MW]	2,7 (tendo como referência o corte do pico máximo)
Capacidade de armazenamento [MWh]	27
Tempo de descarga [h]	10
Rendimento Conversor [%]	95
Soc inicial [%]	10
Soc mínimo [%]	20
Soc máximo [%]	90
Horas de descarga	10

Integração da geração fotovoltaica e eólica com armazenamento

A introdução de sistema para armazenamento de energia eólica, reduz a variabilidade da energia gerada. Os resultados obtidos são apresentados Figura 51, e na Tabela 6.

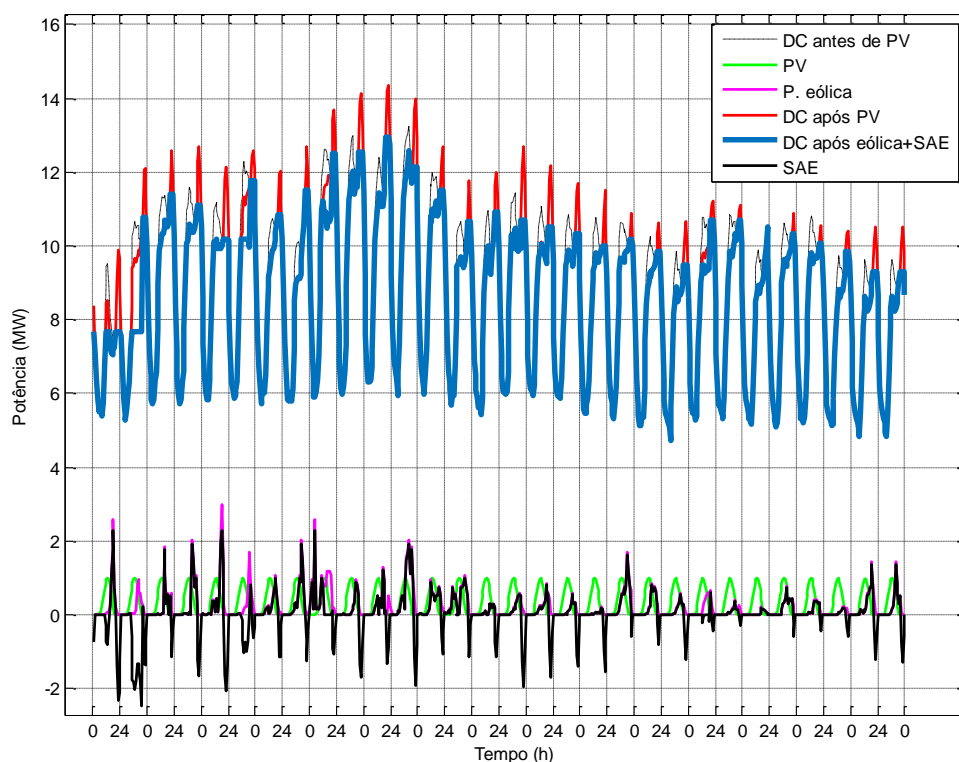


Figura 51 – Geração PV de 1 MW e eólica de 3 MW com SAE, 04/2018.

Tabela 6 – Integração do SAE na presença de PV e eólica.

Dias de geração	30
Potência fotovoltaica [MW]	1
Potência eólica [MW]	3
Capacidade de SAE [MWh]	27
Energia eólica produzida [MWh]	162,28
Energia eólica armazenada [MWh] (-5%) *	126,73
Energia descarregada [MWh] ((+5%) *)	95,5
Energia eólica injetada na rede [MWh]	28
* $\pm 5\%$ relativamente às perdas na conversão de potência.	

Verificou que SAE integrado na rede permitiu reduzir as rampas do final do dia, efetuando corte de picos de consumo na rede, Figura 51 e Figura 52. A energia armazenada na Tabela 6 é inferior ao potencial armazenamento na Tabela 4, devido às perdas durante o armazenamento de energia, associadas ao sistema de conversão de potência.

Na Tabela 6 são apresentados os valores do potencial armazenamento e da energia injetada diretamente na rede. Uma parte da energia eólica produzida (28MWh) é injetada diretamente na rede, durante o intervalo do pico, reduzindo a intervenção da bateria. Quase toda a energia eólica produzida foi armazenada.

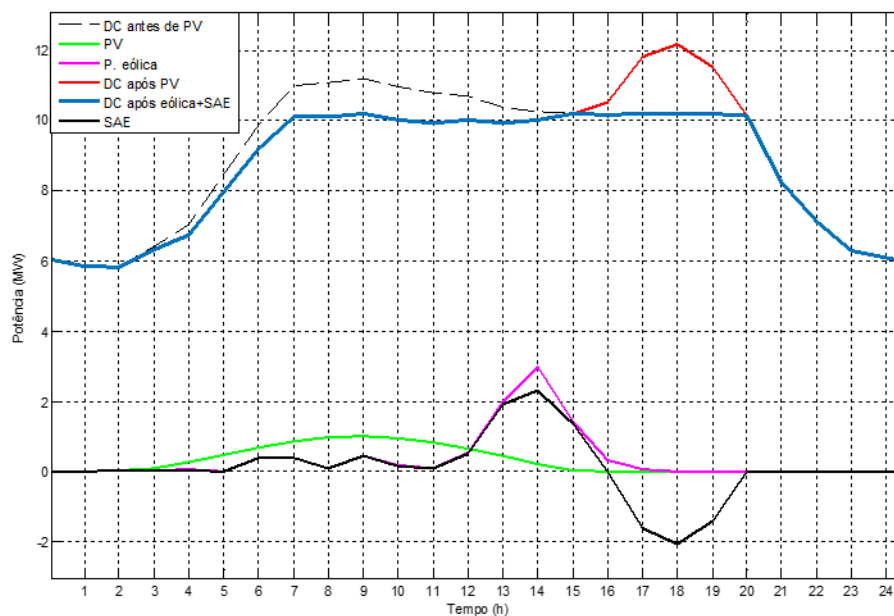


Figura 52 – Geração PV de 1 MW e eólica de 3 MW com SAE, 05/04/2018.

Aumento de níveis de geração

Foi aumentado os níveis de geração para compreender quais efeitos provocam no diagrama da carga visto da rede. Os resultados da simulação são ilustrados na Figura 53 e na Tabela 7.

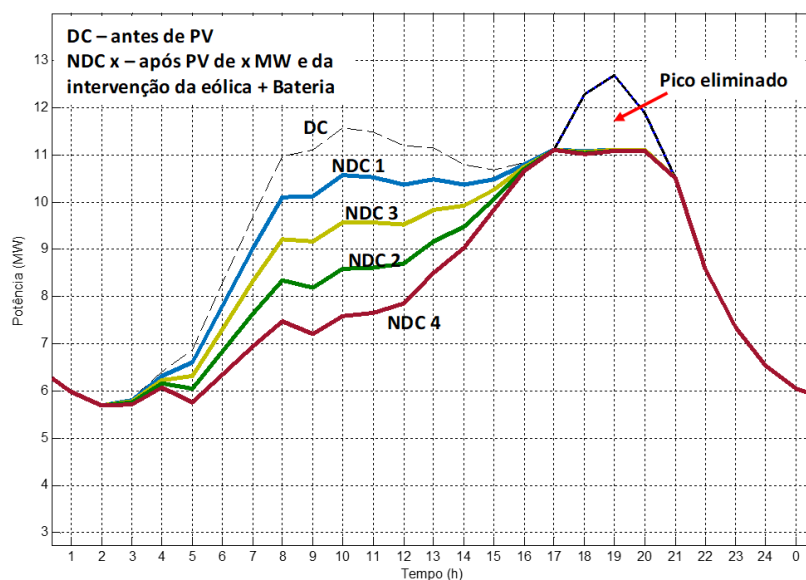


Figura 53 – Integração do SAE na presença de PV e eólica, com diferentes níveis de penetração, 04/04/2018.

Tabela 7 – Resultados da simulação da integração do SAE na presença de PV e eólica, com níveis diferentes de penetração.

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Dias de geração	30	30	30	30
Potência fotovoltaica [MW]	1	2	3	4
Potência eólica [MW]	3	5	8	10
Capacidade de armazenamento [MWh]	27	27	27	27
Energia eólica produzida [MWh]	162,28	270,47	432,75	540,94
Energia eólica armazenada [MWh] (-5%) *	126,73	210,68	309,33	365,54
Energia descarregada [MWh] (+5%) *	95,5	75,12	64,95	62,1
Energia eólica injetada na rede [MWh]	28	35,14	49	53,57
* $\pm 5\%$ relativamente às perdas na conversão de potência.				

Na Figura 53, as características da curva do pato foram reduzidas devido ao corte da ponta. Existem alterações nas quantidades de energia armazenada e descarregada. Na Tabela 7, e também na Figura 54, verifica-se que a quantidade total de energia descarregada diminui,

com o aumento do nível de penetração da eólica na rede. À medida que aumenta a produção eólica, maior é a necessidade de armazenamento de energia.

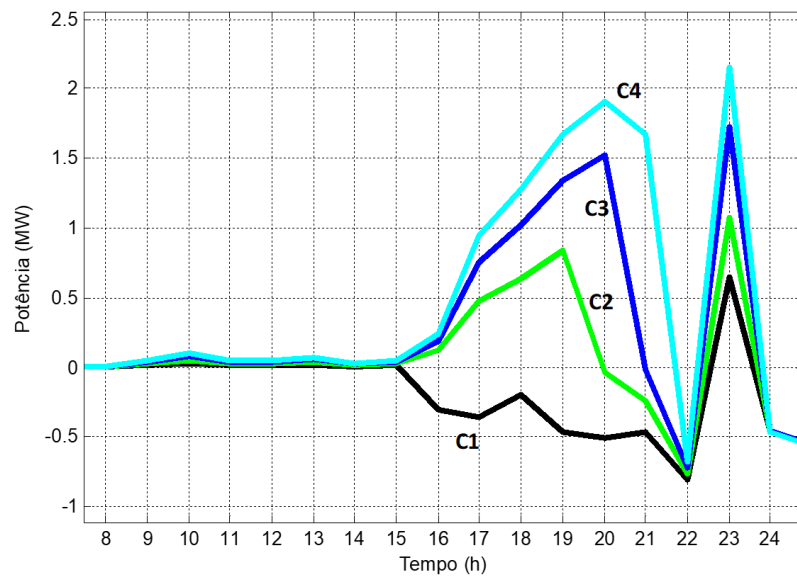


Figura 54 – Carregamento e descarga da bateria em quatro diferentes cenários.

Naturalmente, as descargas de energia na rede serão menos frequentes, uma vez que houve aumento de energia eólica produzida na rede, durante horas de pico.

Limite de capacidade de armazenamento e SOC

Durante a simulação são estabelecidos limites de carregamento e descarga na bateria. A Figura 55 ilustra a situação de excesso de energia eólica produzida, onde é possível verificar que a bateria ao atingir a sua capacidade máxima, a sua atividade na rede é suspensa, até que seja válida uma das condições para o SAE entrar em funcionamento. O estado de carga SOC (Figura 56), deve ser constantemente analisado pelo sistema. O SAE carrega até atingir 90%, quanto à descarga, ao atingir 20%, o SAE deixa de fornecer energia à rede. Quando a bateria estiver carregada, os geradores eólicos devem ser desligados.

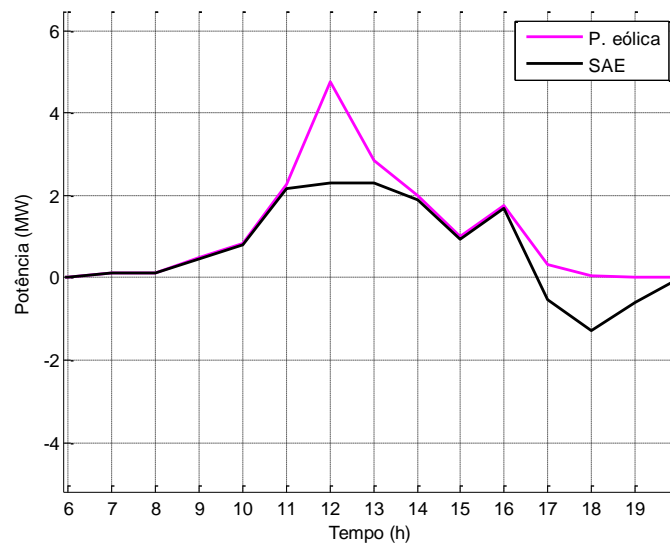


Figura 55 – Limite de potência de carregamento e descarga.

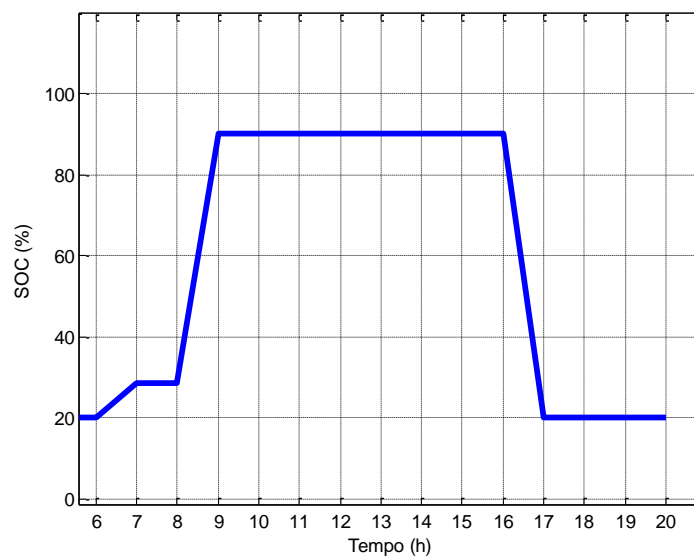


Figura 56 – SOC da bateria.

Conclusões

Da presente dissertação, pode-se concluir que a integração da geração de ERV com armazenamento na rede, permite melhorar a flexibilidade do sistema elétrico de energia.

Para um futuro mais sustentável, o armazenamento de ERV através das baterias, deve ser considerado um elemento do SEE. No entanto, diversos fatores comprometem a integração das tecnologias de armazenamento na rede. É essencial a existência de uma política que compreende o mercado e os regulamentos sobre o uso de armazenamento de energia.

A transformação do Diagrama de Carga no que foi designado por curva de pato, devido ao aumento de geração de origem solar, e consequente variação da procura com variação da irradiação solar, provoca variações acentuadas do diagrama da rede em curtos períodos de tempo, resultando em picos de consumo. A integração da geração eólica e do SAE, permitirá gerir e minimizar os picos de consumo, na presença de altos níveis de penetração fotovoltaica.

Como esperado e confirmado pelos resultados das simulações, quanto maior for a integração de ERV, maior será a necessidade de armazenamento. Existe pouca energia produzida através do vento nas horas de ponta, o seu nível de intermitência é muito alto. A energia eólica produzida e o SAE podem dar suporte à rede, perante variações acentuadas de picos do Diagrama de Carga. Permitem cortar os picos de consumo, reduzindo desta forma a rampas do final do dia do DC.

O sistema tem grandes vantagens numa rede com forte presença de ERV. Ao armazenar a energia eólica gerada durante períodos de baixo consumo, evita-se que essa energia seja dissipada na rede. Como verificado durante a simulação, posteriormente, essa energia pode ser fornecida à rede, quando for necessária.

O investimento para melhoria da flexibilidade do SEE através desse método, a curto prazo, pode ser dispendioso. Contudo, como visto anteriormente no capítulo 2, Figura 16, o preço do armazenamento de energia, particularmente das baterias de íões de lítio, tem reduzido consideravelmente. Cada vez existem mais instituições à procura de soluções viáveis.

Trabalhos futuros

Durante o estudo realizado, identificou-se os pontos que podem ser adicionados ao modelo.

O deslocamento de cargas (*Load Shifting*) do lado do consumidor para as horas em que a energia é mais barata, pode ser apoiado por armazenamento de energia. As Cargas críticas podem continuar em funcionamento mesmo nos períodos em que a energia é mais cara, através da energia armazenada.

A participação no mercado de energia é uma outra função que pode ser incluída no modelo, em que é efetuada a compra e venda de energia nos diferentes horários. A energia comprada no período mais barato é armazenada e vendida no período em que a energia é mais cara.

No contexto da aquisição de SAE, para o próximo trabalho, pode ser estudado os requisitos técnicos e ponto de conexão de SAE. Também é importante especificar o método de comunicação entre os proprietários de SAE e os operadores de rede.

Relativamente à geração eólica, considerara-se a inclusão das probabilidades da ocorrência do vento como um fator importante para obter melhores resultados.

Bibliografia

- [1] IEA: <https://www.iea.org/statistics/renewables/>, acedido em setembro, 2019
- [2] PlanningHussam Nosair, and François Bouffard.: Flexibility Envelopes for Power System Operational, julho 2015
- [3] Energia 2050 UE: <https://eurlex.europa.eu/legalcontent/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:52011DC0885&from=EN>, acedido em Outubro, 2019
- [4] João Henrique Ferreira e Costa Tavares Desenvolvimento: Implementação e simulação de um controlador para sistemas de armazenamento de energia com baterias, 2015
- [5] FCHEA: <http://www.fchea.org/in-transition/2019/7/22/unlocking-the-potential-of-hydrogen-energy-storage>
- [6] IEA: China Power System Transformation Assessing the benefit of optimised operations and advanced flexibility options, fevereiro, 2019
- [7] IEA: <https://www.iea.org/publications/reports/statusofpowersystemtransformation2019/>, acedido em dezembro, 2019
- [8] Georgios Papaefthymiou, flexibility progress: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148118305196>, acedido em novembro, 2019
- [9] Electric Power System Flexibility Challenges and Opportunities: <https://www.naseo.org/Data/Sites/1/flexibility-white-paper.pdf>, fevereiro de 2016
- [10] EPRI: Metrics for Quantifying Flexibility in Power System Planning, Technical Paper Series, 2014
- [11] Diogo Filipe Pinheiro Martins Barbosa: Avaliação da Flexibilidade na Fronteira Transporte-Distribuição, 2015
- [12] François Bouffard: Flexibility Envelopes for Power System, 2015
- [13] IEA tracking-power-2019: <https://www.iea.org/reports/tracking-power-2019/solar-pv> acedido em Outubro, 2019

- [14] Investigating Economic Value of Flexible Solar Power Plant: <https://www.ethree.com/wp-content/uploads/2018/10/Investigating-the-Economic-Value-of-Flexible-Solar-Power-Plant-Operation.pdf>, 2018
- [15] IEA: <https://www.iea.org/publications/reports/statusofpowersystemtransformation2019/>, acedido em outubro, 2019
- [16] Georgios Papaefthymiou , Edwin Haesen , Thobias Sach: Power System Flexibility Tracker: Indicators to track flexibility progress towards high-RES systems, 2018
- [17] Flexibility Requirements and Metrics for Variable Generation: Implications for System Planning Studies, August, 2016
- [18] EPRI: Metrics for Quantifying Flexibility in Power System Planning TECHNICAL PAPER SERIES, 2014
- [19] Michael Milligan, Bethany Frew, and Ella Zhou - National Renewable Energy Laboratory: Advancing System Flexibility for High Penetration Renewable Integration, 2015
- [20] HaoranZhao: Review of energy storage system for wind power integration support, 2015
- [21] IEA – renewables: <https://www.iea.org/renewables2018/power/>, acedido em outubro, 2019
- [22] REA: <https://rea.apambiente.pt/content/energias-renov%C3%A1veis?language=pt-pt>
- [23] EU energy in figures, Statistical Pocketbook 2018.
- [24] IEA: <https://www.iea.org/statistics/?country=PRT&isISO=true>, acedido em novembro, 2019
- [25] Quercus: <https://www.quercus.pt/comunicados/2017/setembro/5364-solar-fotovoltaico-ainda-representa-menos-de-4-da-capacidade-instalada-para-producao-de-energia-renovavel-em-portugal>, acedido em novembro, 2019
- [26] IEA: <https://community.ieawind.org/HigherLogic/System/DownloadDocumentFile.ashx?DocumentFileKey=dd7c47c2-b19d-00bf-6c38-970494257e43&forceDialog=0>, acedido em dezembro, 2019
- [27] Parques Eólicos Offshore: Estudo de soluções de interligação do tipo HVAC e HVDC - Bruno José Lopes Tavares: https://paginas.fe.up.pt/~ee08083/Tese_provisoria5.pdf, acedido em novembro, 2019

- [28] Luis Munuera: <https://www.iea.org/tcep/energyintegration/energystorage/>, acedido em novembro, 2019
- [29] Diogo Filipe Carvalho Seco Monteiro: Dimensionamento de um Sistema de Armazenamento de Energia para Edifícios Residenciais Utilizando Energia Solar Fotovoltaica, 2017
- [30] Sistemas de Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição para o gerenciamento da curva de carga – João alberto Machiavelli, 2018
- [31] Handbook on Battery Energy Storage: System <https://development.asia/summary/handbook-battery-energy-storage-system>, acedido em novembro, 2019
- [32] Rodney H.G. Tana, Ganesh Kumar Tinakarana : Development of Behavioral Battery Energy Storage System Model in MATLAB/Simulink , 2019
- [33] EASE: http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_Lilon.pdf, acedido em novembro, 2019
- [34] Cienciaviva: <http://www.cienciaviva.pt/projectos/pulsar/infopolimeros.asp>, acedido em outubro, 2019
- [35] EUROBAT: https://www.eurobat.org/images/news/publications/eurobat_batteryenergystorage_web.pdf, acedido setembro, 2019
- [36] Chemicalbook: https://www.chemicalbook.com/ChemicalProductProperty_DE_CB7770391.htm, acedido em outubro, 2019
- [37] Renováveis Magazine: http://www.renovaveismagazine.pt/PDF/dossier_rm31.pdf, acedido novembro, 2019
- [38] UE: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd2017_61_document_travail_service_part1_v6.pdf (2017), acedido novembro, 2019
- [39] EDP Armazenamento: <https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/armazenamento-de-energia>, acedido em outubro, 2019
- [40] Intensium Max, the megawatt energy storage system: <https://www.saftbatteries.com/products-solutions/products/intensium%C2%AE-max-megawatt-energy-storage-system>, acedido em novembro, 2019

- [41] Siestorage, The modular electrical energy storage system: <https://pt.scribd.com/document/382571461/SIESTORAGE-for-Modular-Energy-Storage-System>, acedido em novembro, 2019
- [42] ABB: <https://new.abb.com/distributed-energy-microgrids/applications/energy-storage-applications> - Energy storage applications, acedido em novembro, 2019
- [43] The ESS container: <http://www.codaenergy.com/products/the-ess-container/>, acedido em novembro, 2019
- [44] Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos: <https://snirh.apambiente.pt/index.php?idMain=2&idItem=1>, acedido em novembro, 2019
- [45] The Duck Curve: What is it and what does it mean?: <https://alcse.org/the-duck-curve-what-is-it-and-what-does-it-mean/>, acedido em dezembro, 2019
- [46] Imagem: <http://large.stanford.edu/courses/2015/ph240/burnett2/images/f3big.png>
- [47] Addis Moiteaux, analysis of grid-connected battery Energy storage and photovoltaic Systems for behind-the-meter Applications: <https://www.divaportal.org/smash/get/diva2:1070752/FULLTEXT01.pdf>, acedido em outubro, 2019
- [48] PVGIS: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>, acedido em novembro, 2019
- [49] Energia eólica 3º Ano da Licenciatura em Ciências do Ambiente: <https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/22408/1/Energia%20E%C3%B3lica.pdf>, acedido em dezembro, 2019
- [50] Elee: <http://elee.ist.utl.pt/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereEolienne/Generalites/Etudeappliquee/EtudeappliqueeEolien3.htm>, acedido em outubro, 2019
- [51] Battery Bank Calculator-Lithium Sizing: <https://www.wholesalesolar.com/solar-information/battery-bank-sizing>, acedido em setembro, 2019

Anexo 1

Dados SAE

Especificação técnica do SAE utilizado [33]

Power range	1kW to 50 MW
Energy range	Up to 10 MWh
Discharge time	10min to 4h
Cycle life	2,000 - 10,000 cycles
Life duration	15 – 20 years
Reaction time	Some millisec
Efficiency	90 - 98 % (*)
Energy (power) density	120 - 180 Wh/kg
CAPEX: energy	700 – 1,300 €/kWh
CAPEX: power	150 – 1,000 €/kW

(*) NOT including auxiliary loads

